

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

**П. П. ГОВОРОВ  
В. Ф. ХАРЧЕНКО  
В. П. ГОВОРОВ**

***АВТОМАТИЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ  
РЕЖИМАМИ МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ  
МЕРЕЖ***

***МОНОГРАФІЯ***

**Харків  
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова  
2017**

УДК 681.5:711.8  
ББК 31.27-05  
Г57

### **Автори**

**Говоров Пилип Парамонович**, доктор технічних наук, професор;  
**Харченко Віктор Федорович**, доктор технічних наук, професор;  
**Говоров Владлен Пилипович**, науковий співробітник

### **Рецензенти**

**Рой Віктор Федорович**, доктор технічних наук, професор кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

**Ягуп Валерій Григорович**, доктор технічних наук, професор кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

*Рекомендовано на засіданні Вченої ради  
Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова,  
протокол № 11 від 27 червня 2014 р.*

### **Говоров П. П.**

Г57 Автоматизація керування режимами міських електричних мереж : монографія / П. П. Говоров, В. Ф. Харченко, В. П. Говоров ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2017. – 229 с.

ISBN 978-966-695-417-9

В монографії представлені результати досліджень енергоефективних технологій передачі та розподілу електричної енергії в системах електропостачання та освітлення міст. Структура і параметри систем автоматизованого керування режимами систем електропостачання. Рекомендовано для широкого кола спеціалістів, наукових співробітників, аспірантів і студентів електротехнічних спеціальностей.

УДК 681.5:711.8  
ББК 31.27-05

ISBN 978-966-695-417-9

© П. П. Говоров, В. Ф. Харченко, В. П. Говоров, 2017  
© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2017

## ЗМІСТ

1 АВТОМАТИЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ЯК НАПРЯМОК ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МІСТ.....	5
1.1 Дослідження систем електропостачання міст як об'єкту управління.....	5
1.1.1 Системи електропостачання (СЕП) міст як підсистеми міського господарства.....	5
1.1.2 Системи електропостачання міст як підсистеми енергетики.....	9
1.1.3 Споживачі електричної енергії міст.....	12
1.1.4 Оцінка ефективності технологічного процесу передачі й розподілу електричної енергії.....	25
1.2 Шляхи підвищення ефективності роботи СЕП міст.....	28
1.2.1 Регулювання напруги.....	28
1.2.2 Компенсація реактивної потужності.....	37
1.2.3 Технічні засоби керування режимами роботи РМ міст.....	41
1.2.4 Автоматизація управління режимами розподільчих мереж.....	46
2 МОДЕЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ І РЕЖИМІВ ВДТ.....	52
2.1 Загальна характеристика ВДТ.....	52
2.2 Обґрунтування структури розрахункової моделі складних ВДТ.....	55
2.3 Моделювання параметрів складних ВДТ.....	62
2.3.1 Урахування конструктивного виконання трансформаторів.....	63
2.3.1.1 Концентричне розташування двох циліндричних обмоток на одному стержні.....	66
2.3.1.2 Концентричне розташування двох циліндричних обмоток на двох стрижнях.....	70
2.3.2 Приведення схем заміщення до загальноприйнятого Т-подібного вигляду.....	72
2.3.3 Розрахунок опорів розсіяння.....	74
2.4 Моделювання режимів ВДТ.....	77
2.4.1 Обґрунтування застосування методу степеневих рядів.....	77
2.4.2 Математичне моделювання процесів в електричних мережах з ВДТ, що враховує нелінійність і глибоке насичення магнітної системи.....	80
2.5 Синтез ВДТ із заданими властивостями.....	88
3 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ВДТ.....	101
3.1 Характеристика проблеми щодо регулювання ВДТ.....	101
3.2 Вибір моделі й обґрунтування розрахункових співвідношень.....	102
3.3 Робота ВДТ в статичних режимах.....	105
3.3.1 Узгоджене включення.....	105
3.3.2 Зустрічне включення.....	110
3.3.3 Холостий хід.....	116
3.3.4 Коротке замикання.....	119
3.4 Робота ВДТ в квазістатичних режимах.....	121
3.4.1 Особливості роботи електронних ключів в обмотках.....	121

3.4.2 Розмикання електронних ключів.....	122
3.4.3 Робота електронних ключів у ланцюзі зустрічної обмотки.....	126
3.4.4 Робота електронних ключів у ланцюзі узгодженої обмотки.....	129
3.4.5 Робота електронних ключів у ланцюзі короткозамкнутої обмотки.....	132
<b>4 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ З ВДТ.....</b>	<b>136</b>
4.1 Характеристика режимів мереж із ВДТ.....	136
4.2 Вибір і обґрунтування структурної схеми моделі.....	137
4.3 Функціонально-орієнтована декомпозиція СЕП міста.....	139
4.4 Моделювання функціонально-структурних відношень.....	141
4.5 Моделювання режимів роботи СЕП.....	144
4.5.1 Моделювання режимів напруги.....	146
4.5.1.1 Особливості моделювання в умовах територіальної і тимчасової розподіленості процесів.....	146
4.5.1.2 Кількісна оцінка закону розподілу.....	152
4.5.2 Моделювання режимів реактивної потужності.....	153
4.5.2.1 Обґрунтування необхідності підвищення ефективності режимів роботи РМ.....	153
4.5.2.2 Оцінка поточного значення коефіцієнта потужності.....	154
4.5.2.3 Моделювання поточного значення коефіцієнта потужності.....	156
4.5.2.4 Моделювання середньозваженого значення коефіцієнта потужності.....	158
4.6 Імовірнісне моделювання режимів РМ.....	160
4.7 Імовірнісне еквівалентірування параметрів РМ.....	163
<b>5 ОПТИМІЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ІЗ ВДТ</b>	<b>167</b>
5.1 Основні положення.....	167
5.2 Урахування інтегрального характеру критеріїв.....	171
5.3 Урахування невизначеності і чисельної несумірності критеріїв.....	172
5.4 Вибір складу параметрів, що оптимізуються.....	174
5.5 Вибір складу критеріїв.....	176
5.5.1 Обґрунтування загального вигляду критерійної функції.....	176
5.5.2 Критерій економічної ефективності.....	178
5.5.2.1 Критерій економічності.....	179
5.5.3 Критерій надійності й якості.....	184
5.5.4 Екологічний критерій.....	186
5.5.5 Критерій соціальної адекватності.....	188
5.6 Кількісний облік критеріїв.....	191
<b>6 ТЕХНІЧНІ ОСНОВИ ПОБУДОВИ ГНУЧКИХ СИСТЕМ.....</b>	<b>198</b>
6.1 Основні принципи побудови гнучких систем.....	198
6.2 Функціонально-алгоритмічні основи побудови гнучких систем.....	203
6.3 Структура системи керування.....	211
6.4 Структурно-алгоритмічна організація керування розподільними мережами.....	215
6.5 Мікропроцесорна реалізація СУ РМ систем.....	219
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>223</b>

# 1 АВТОМАТИЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ЯК НАПРЯМОК ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МІСТ

## 1.1 Дослідження систем електропостачання міст як об'єкту управління

### 1.1.1 Системи електропостачання (СЕП) міст як підсистеми міського господарства

Сучасні міста є великими споживачами електричної енергії (ЕЕ). Нині їх потужність співрозмірна з потужністю великих промислових підприємств. У містах сьогодні не лише проживає понад 60 % населення держав, але і зосереджена велика частина їх промислового виробництва. До речі, зростання кількості міст і чисельності населення в них має прогресуючий характер (табл. 1.1, 1.2). Процеси урбанізації особливо інтенсифікувалися останніми роками у зв'язку з бурхливим розвитком торгівлі, малого і середнього бізнесу. У наслідок цього сучасні міста перетворилися на великі мегакомплекси, що мають розгалужені мережі і споживають десятки млн кВт·год ЕЕ на добу. Зберігається також стійка тенденція щорічного зростання протяжності розподільчих мереж (РМ) міст і рівня їх електроспоживання (табл. 1.3 — 1.5). Це зумовило значне збільшення навантаження на елементи мереж і певною мірою погіршило умови нормального функціонування СЕП міст, в одних випадках, або зробило неможливою роботу окремих із них, в інших. Зважаючи на це сформувалася нагальна потреба у перегляді режимів і параметрів СЕП багатьох міст. Проте, як свідчить світовий досвід, вирішення цієї проблеми у межах існуючої концепції не дає позитивних результатів, оскільки пов'язано із застосуванням застарілих критеріїв оцінки і методів розрахунку параметрів режиму мереж, методів і технічних засобів керування ними.

Сучасні СЕП є основою функціонування усіх систем міського господарства, що впливають на різні боки їхньої діяльності. Упровадження ринкових відносин поставило на однаковий рівень усіх споживачів і підвищило міру матеріальної відповідальності за дотримання якості енергії (ЯЕ) у мережах.

Таблиця 1.1 — Зростання чисельності міського населення держав СНД [1]

Структура населення	Чисельність населення за роками					
	1913	1926	1940	1959	1970	1990
Загальна чисельність, млн люд.	159,2	147,0	194,1	208,8	241,7	262,4
Населення міст, %	18	18	33	48	56	62

Таблиця 1.2 — Чисельність міського населення країн далекого зарубіжжя [5]

Роки	Кількість населення у країнах у відсотках					
	Болгарія	Чехія	Німеччина	Угорщина	Польща	Румунія
1950	27	52	71	37	36	25
1990	49	68	76	62	61	43

Таблиця 1.3 — Структура електроспоживання найбільшими містами України [5]

Показники	Електроспоживання за роками, %		
	1975 р.	1985 р. відносно 1975 р.	1995 р. відносно 1975 р.
Комунально-побутове	33,9	59	78
Промислове	66,1	72	51
Усього	100	131	129

Таблиця 1.4 — Структура електроспоживання містами США [8]

Показники	1970 р. кВт·год	Електроспоживання до 1970 р. %		
		роки		
		1980	1990	2000
Побут	447,88	286	265	330
Торгівля	312,8	190	335	385
Промисловість	572,6	135	178	225
Транспорт	58,1	168	230	295
Усього	1391,3	166	232	300

Таблиця 1.5 — Структура електробалансу в країнах світу [5]

Країни	Електроспоживання за галузями, %		
	Промисловість	Транспорт	Побут
Англія	47,2	1,8	51
США	52,4	0,6	47
Норвегія	61,6	1,5	36,9
Франція	70,0	4,4	24,6

Крім того, як свідчить світовий досвід, в умовах конкуренції це примушує енергопостачальні організації йти далі шляхом підвищення якості електропостачання споживачів з метою підвищення ціни і попиту на ЕЕ. Отже, зараз в енергокомпаніях більшості розвинених країн показники ЯЕ, встановлені галузевими стандартами, давно вже не є межею. Прагнення підвищити ціну і розширити ринок збуту змусив багатьох із них набагато перевершити ці показники. Зазначимо також, що енергокомпанії багато уваги стали приділяти рекламі та популяризації досягнень у цій сфері. В Англії, наприклад, [19] отримала розвиток навіть деяка подібність «соціалістичного змагання» енергосистем з питання енергозбереження з наступним нагородженням споживачів, що мають кращі показники.

Як підсистема міського господарства (рис. 1.1) СЕП міст спільно з підприємствами промислового і комунально-побутового призначення утворюють техносферу міст, яка безпосередньо впливає на умови проживання його мешканців. Оскільки в основі дії кожної з підсистем лежить використання ЕЕ, від роботи СЕП міст залежить функціонування найважливіших об'єктів міського господарства, що забезпечує нормальну роботу таких сфер, як електричний транспорт, побут, охорона здоров'я, культура, спорт, освіта тощо. Електрична енергія є також прямим або непрямим елементом технологічних процесів у системах життєзабезпечення міст, якими є громадське харчування, тепло -, водо -, паливopостачання, зв'язок та ін. Отже функціонування СЕП міст відбивається на усіх сторонах виробничо-господарського, соціального, економічного і біологічного життя міста.

За таких умов вирішення завдання ефективного функціонування СЕП міст вимагає розгляду СЕП в усіх її зв'язках. Крім того, високі темпи розвитку технічних засобів, зростання складності і різноманіття техносфери міст як їх матеріального втілення, створили низку проблем, що збільшилися у ряді випадків до рівня глобальних. Зважаючи на це, постає нагальна необхідність цілісних досліджень різного роду явищ, необхідних для комплексного пошуку рішень у процесі оптимізації техносфери міст як комплексу технічних засобів, що безперервно розвиваються і ускладнюються. У цих умовах складність СЕП міст обумовлює множинність її можливих станів і вимагає обліку всієї сукупності її показників під час оцінювання варіантів.

Принциповою основою формування критеріїв оцінки СЕП міст у сучасних умовах є загальні завдання функціонування великої системи міського господарства. Ці завдання підпорядковані глобальній меті — поліпшенню умов проживання населення міст на основі підвищення кількості і якості послуг здійснюваних [3], а також мають багатоплановий і багатocільовий характер. Об'єм і зміст цих завдань у своїй основі містить багатокритерійність оцінки

оптимізаційних рішень.

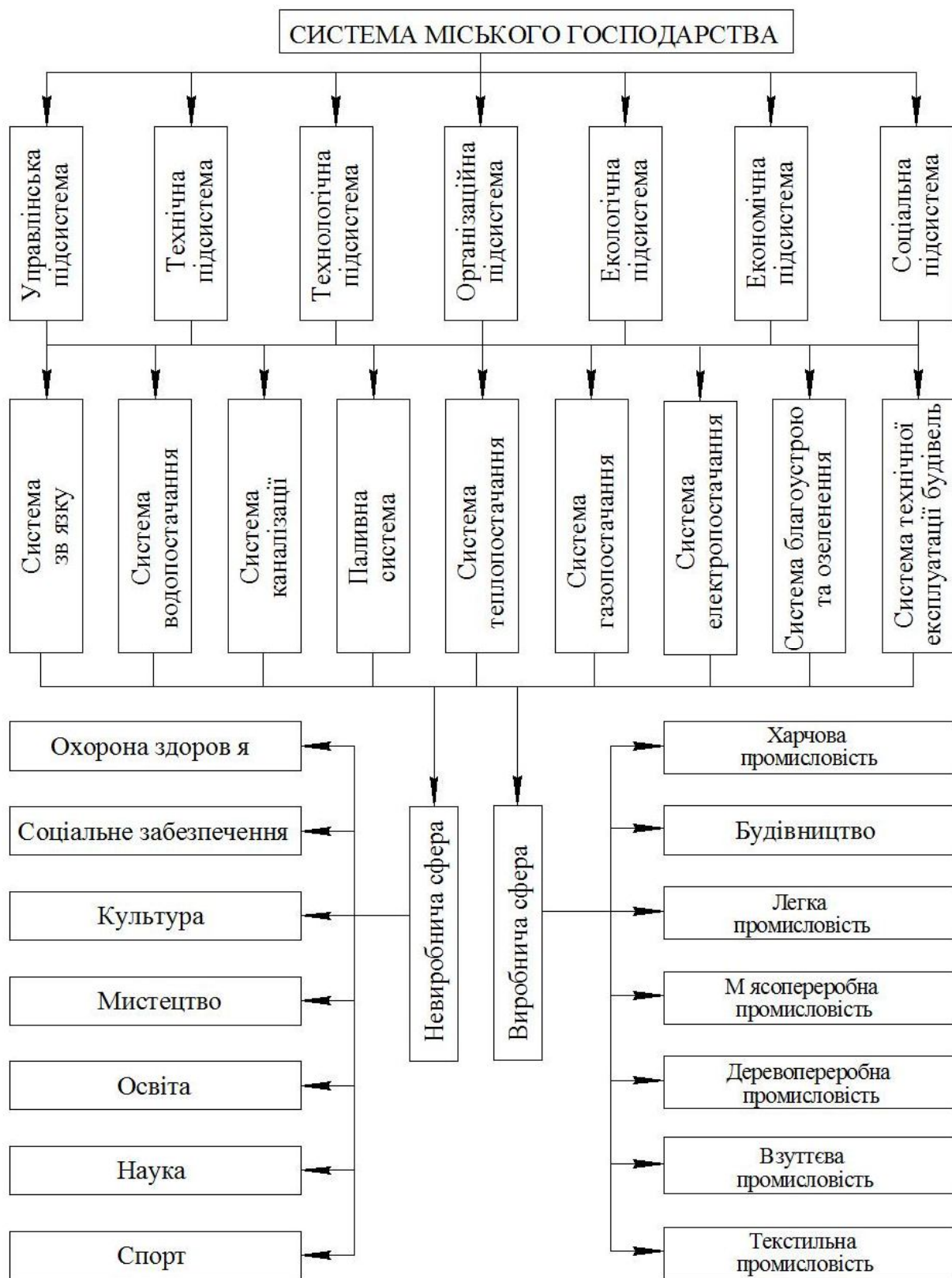


Рисунок 1.1 – Структурна схема системи міського господарства

Аналіз літературних джерел [3, 8] дозволяє виділити критерії, які



необхідно враховувати під час оптимізації СЕП міст. Це соціальний, економічний, екологічний і технічний критерії. У базовій літературі із техніко-економічних досліджень систем енергетики знайшли практичне відбиття лише технічний і економічний критерії [21-25]. Визначивши один із критеріїв як обмеження, завдання дослідження можемо звести до однокритеріального. Зазначимо складність обліку соціального і екологічного критеріїв, а також їх незначний вплив на результуючі показники функціонування СЕП міст. Як встановлено раніше, функціонування СЕП міст має важливі соціальні і екологічні наслідки, їх необхідно враховувати під час оцінювання ефективності технічних рішень, що приймаються. Крім того, у сучасних умовах, що характеризуються впровадженням ринкових відношень, за яких рішення приймаються в умовах конкурентної боротьби фірм, збільшується важливість цих критеріїв у зв'язку з необхідністю розширення об'єму та якості послуг, що надаються населенню. Вирішенню цього завдання більшою мірою сприяє муніципалізація вітчизняної енергетики.

Таким чином, використання системи техніко-економічних показників може розглядатися як комплексний критерій, що найповніше відбиває процеси в СЕП міст. Аналіз керованості критеріїв [1], з одного боку, свідчить про можливість їхнього повного інформаційного забезпечення, а з другого — про його абсолютну керованість.

Дослідники, обговорюючи це питання на сторінках фахових видань, визначають критерієм техніко-економічної ефективності технічних рішень величину наведених витрат, хоча і зазначають його неповноту [3, 5, 21 — 28]. Викладені аспекти обумовлюють необхідність оцінювання режимів роботи СЕП міст за комплексним критерієм, що враховує показники соціальної, технічної, економічної і екологічної адекватності.

### 1.1.2 Системи електропостачання міст як підсистеми енергетики

Як проміжна ланка між енергосистемою і споживачами (рис. 1.2) СЕП міст здійснюють передачу ЯЕ від енергосистем, перетворюють її параметри і розподіляють між окремими споживачами. Вони є останньою технологічною ланкою енергетичних систем і визначають характер перетворення ЯЕ в інші види. СЕП міст охоплює усіх його споживачів, включаючи промисловість, транспорт, побут та ін. Водночас, для більшості міст України характерне комплексне постачання ЕЕ усіх споживачів шляхом спільного використання мереж різного призначення [6] (рис. 1.3). Основні характеристики СЕП міст визначаються розмірами і потужністю їхніх споживачів. Наведені в таблиці 1.6 дані свідчать про високий рівень технічної складності СЕП міст, що робить

необхідним застосування під час їхнього вивчення теорії і методів системних досліджень.

З енергетичними системами СЕП міст пов'язані на рівні районних понижувальних підстанцій 110(220)/10 кВ (див. рис. 1.2) та регулюють напругу за спільним законом. Виходячи із цього, керування режимами СЕП міст має вестися з урахуванням режимів і параметрів енергетичних систем, з одного боку, а також вимог підключених до них споживачів, з іншого. При цьому, ураховуючи високий рівень технічної складності СЕП, наявність великої кількості внутрішніх і зовнішніх зв'язків, а також слабку передбачуваність поведінки її елементів, під час вивчення СЕП міст вважають доцільним застосовувати системний підхід, що забезпечує розбиття загальних елементів на частини з наступним їхнім описом із урахуванням взаємного зв'язку.

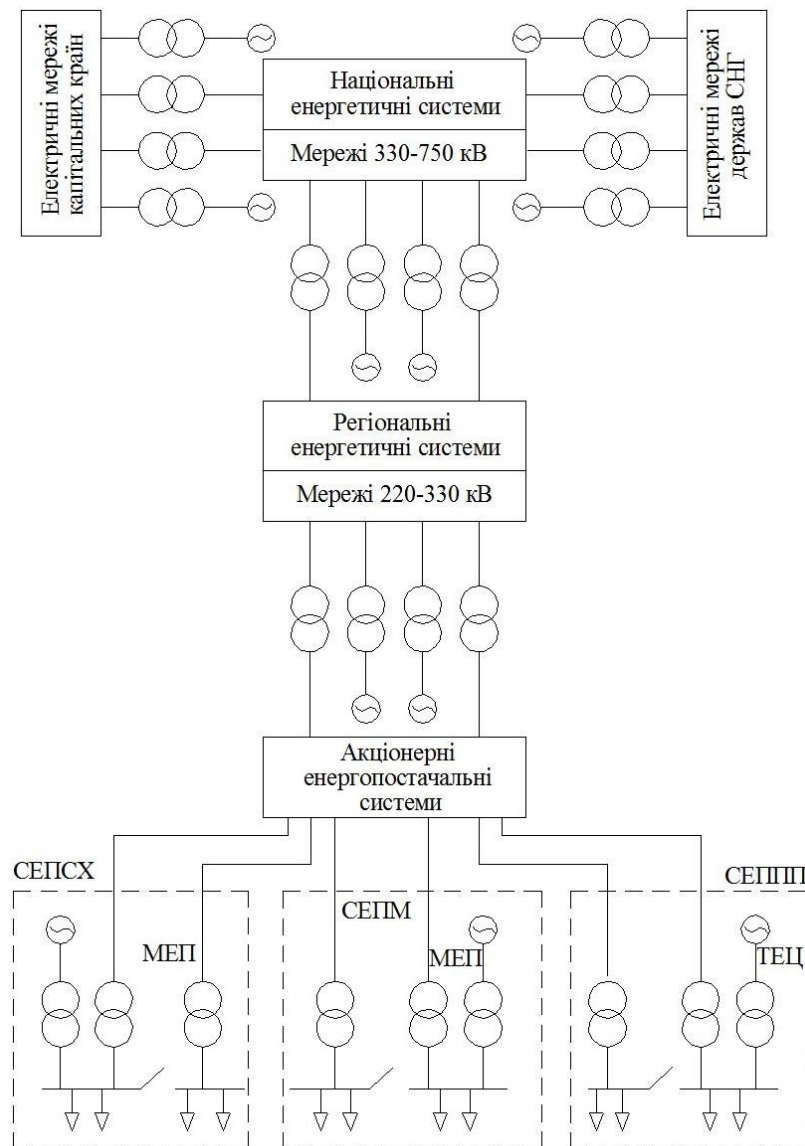
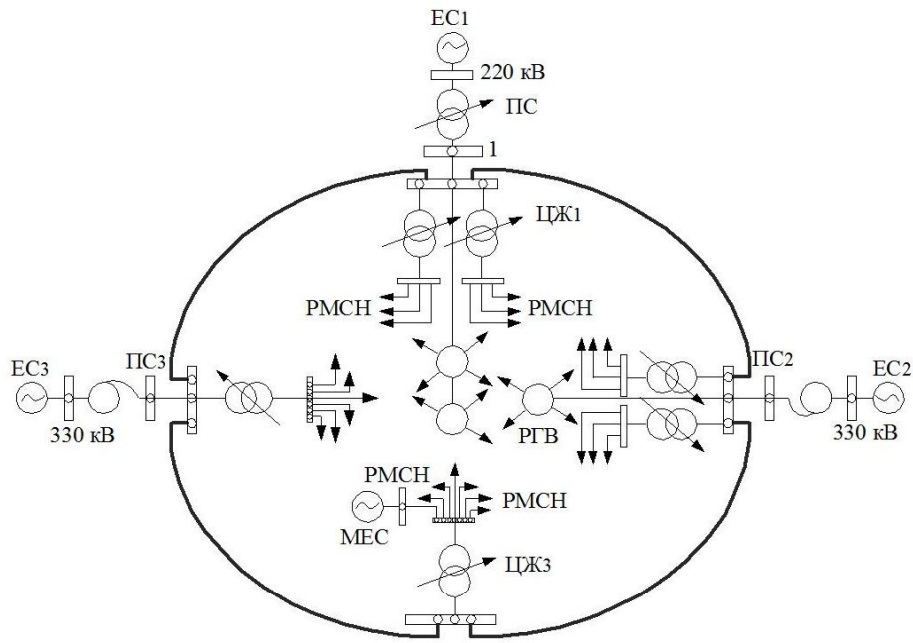


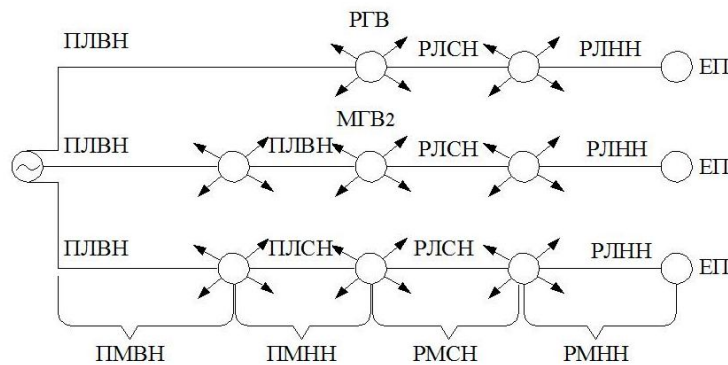
Рисунок 1.2 – Система електропостачання міста як підсистема електроенергетичної системи

Таблиця 1.6 — Загальна характеристика системи електропостачання м. Харкова

Показники	Кількість
Кількість джерел живлення, шт., зокрема:	41
а) ТЕЦ	2
б) підстанції енергосистем	33
в) підстанції промпідприємств	6
Протяжність ліній 6-10 кВ, км, зокрема:	3135
а) повітряні	17
б) кабельні	3118
Протяжність ліній 0,38 кВ, км, зокрема:	2759
а) повітряні	1073
б) кабельні	1686
Кількість трансформаторних підстанцій (ТП),шт., зокрема:	4076
а) із трансформаторами 100 кВА	484
б) із трансформаторами 160 кВА	102
в) із трансформаторами 320 кВА	1556
г) із трансформаторами 400 (630) кВА	1934
Встановлена потужність трансформаторів ТП, МВА	1986
Кількість розподільних пунктів (РП), шт.	173
Сумарна потужність РП, МВА	1204
Реактивна потужність конденсаторних батарей, Мвар	56
Кількість споживаної електричної енергії на рік, млн. кВт·год	1978



а)



б)

Рисунок 1.3 – Функціональна (а) та структурна (б) схеми СЕП міста:

ЕС – енергетична система; ДЖ – джерело живлення; РП – розподільчий пункт;

ТП – трансформаторний пункт; МЕС – місцева електрична станція;

ПС – підстанція енергосистеми 220/330/110 кВ; РГВ – підстанція радіального глибокого вводу; МГВ – підстанція магістрального глибокого вводу; ПС (ВН, СН, НН) – живляча мережа (високої, середньої, низької) напруги; ПЛ (ВН, СН) – живляча лінія (високої, середньої) напруги; РСНН – розподільча мережа низької напруги; РЛСН – розподільча лінія середньої напруги.

### 1.1.3 Споживачі електричної енергії міст

Соціальні й економічні зміни, що сталися за останні роки в Україні та державах СНД, зумовили істотні зміни у складі і режимах роботи споживачів, підключених до СЕП міст. Зокрема, значно збільшився обсяг і номенклатура

вживаних у побуті електроприладів, збільшилася кількість і технічна оснащеність підприємств громадського і комунально-побутового призначення, змінилася структура й об'єм промислового споживання. Збільшилася потужність і ширше стали застосовуватися електроприймачі з електронним і мікропроцесорним управлінням. Результатом їхнього прояву стали істотні зміни у структурі і характері електроспоживання, що мали такі наслідки:

- став переважати індуктивний характер електроспоживання;
- збільшилася нерівномірність електроспоживання;
- збільшилася неоднорідність графіків навантажень;
- збільшилася невірноваженість споживання за фазами.

Це спричинило зростання втрат і погіршення ЯЕ в мережах, зумовивши тим самим зниження ефективності роботи, як мереж, так і підключених до них споживачів. Отже, для оцінювання експлуатаційних режимів СЕП міст і прогнозування їх розвитку необхідне дослідження і виявлення основних закономірностей функціонування їхніх споживачів. Класифікація найпоширеніших споживачів ЕЕ міст відповідно до розглянутих основних уявлень подана на рисунку 1.4.

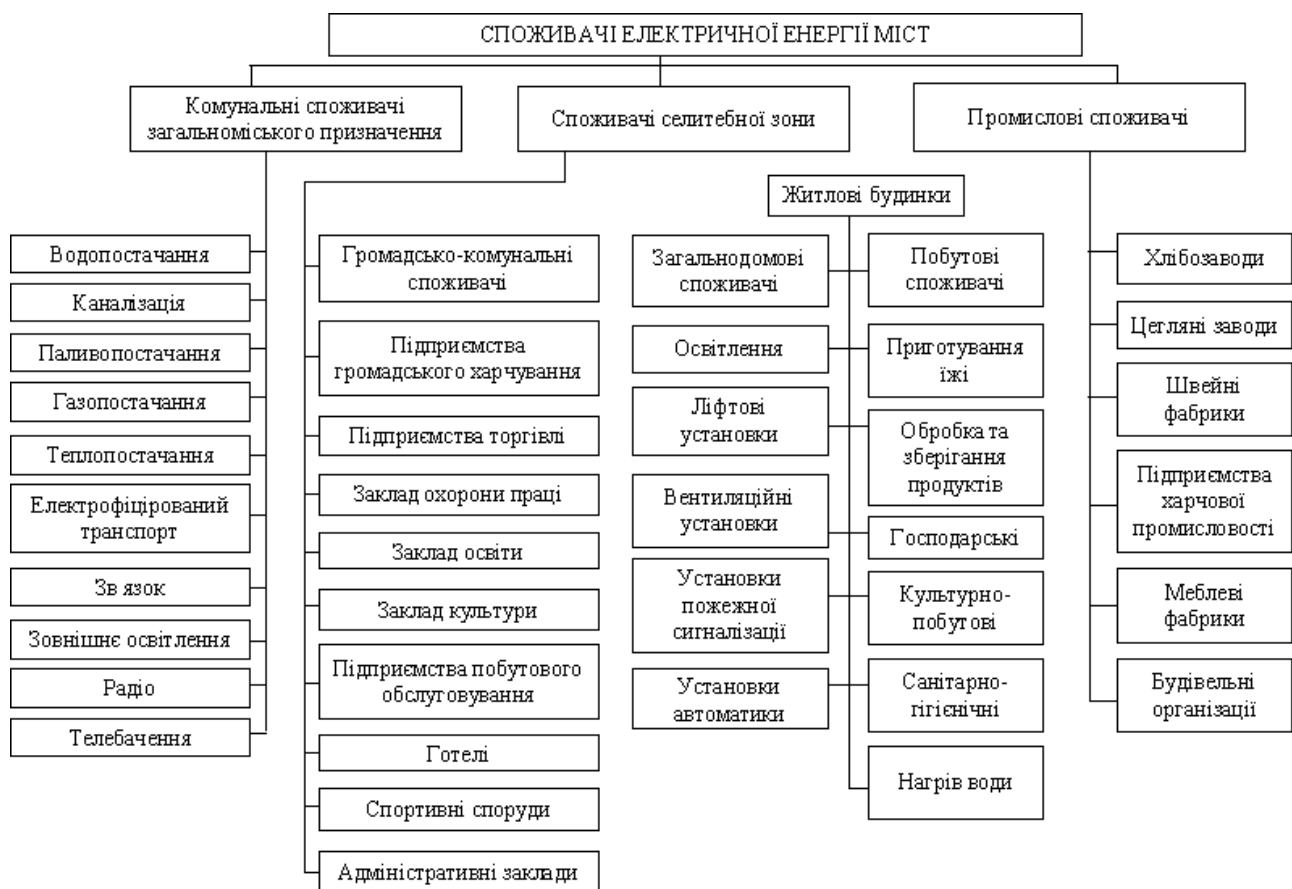


Рисунок 1.4 – Класифікація споживачів електричної енергії великих міст

Комунальні споживачі загальноміського значення характеризує найбільш несприятливий вплив на СЕП. Велике значення одиничної потужності електроприймачів у поєднанні з різноманітністю їхніх режимів роботи (рис. 1.5) зумовили істотний вплив комунальних споживачів на параметри режиму СЕП, з одного боку, і ускладнили їх нормалізацію, із другого. До таких споживачів належать системи тепло -, водопостачання і каналізації, електрифікований транспорт, зовнішнє освітлення, телебачення, радіозв'язок тощо. Основні тенденції розвитку комунального господарства міст тісно пов'язані з проблемами енергозбереження і тому передбачають подальше збільшення одиничної потужності установок, а також підвищення якості керування ними завдяки застосуванню сучасних автоматизованих електронних і мікропроцесорних систем керування. Отже, як потужне джерело спотворень, безпосередньо комунальні споживачі загальноміського значення висувають підвищені вимоги до ЯЕ в СЕП. Найхарактернішими представниками комунальних споживачів загальноміського значення є системи водопостачання і каналізації, міський електрифікований транспорт і зовнішнє освітлення.

Системи водопостачання і каналізації (СВК) є одними з найбільш потужних споживачів СЕП міст. Потужність головних насосних станцій і станції очисних споруд великих міст досягають нині 6-10 МВт, а їх живлення здійснюється на напрузі 6-10 або 35 кВ. Основне навантаження систем водопостачання і каналізації складають електроприводи великої потужності на базі синхронних і асинхронних двигунів на напругу (0,4-6,3) кВ потужністю (500-5000) кВт. Прагнення підвищити ефективність енергетичного перетворення у них спричинило подальше зростання одиничної потужності електроприводів, яка досягає нерідко 7500 кВт, а також зростання рівня автоматизації процесів у них. Це у край загостило проблему ЯЕ в СЕП міст. Крім того, нарівні з відхиленням напруги виникли проблеми коливань і провалів напруги, які спричиняються експлуатаційними пусками або самозапусками двигунів. В умовах, що створилися, важливим напрямом підвищення ефективності роботи СЕП міст є застосування швидкодійних систем компенсації відхилень і коливань напруги. Оскільки межа розподілу балансової приналежності мереж проходить на рівні живильних мереж вищої або середньої напруги, нині основними проблемами експлуатації систем водопостачання і каналізації (ВПК) є дотримання встановлених стандартами відхилень і коливань напруги в точках їхнього приєднання до загальних мереж. Дані численних вимірів [3, 5, 24, 25] свідчать про те, що у багатьох випадках ці показники ЯЕ виходять за межі, що нормовані ДСТУ. Тривалість коливань і провалів напруги в мережах систем ВПК знаходиться в діапазоні (0,5-5,0) с [3], залежно від умов пуску, типу і потужності вживаних машин. Глибина провалів

напруги досягає величини 10 — 15 %, а їх інтенсивність — 3 - 5 разів на добу. Несиметрія і несінусоїдальність напруги і струмів у мережах систем ВПК знаходиться зараз у допустимих межах. Проте застосування в електроприводах тиристорних систем, що визначилося останніми роками, загрожує збільшенням рівня вищих гармонік у мережах у майбутньому. Крім того, фазове керування тиристорами спричиняє зростання споживання з мережі реактивної потужності з наступним збільшенням втрат напруги і потужності в мережах. Отже у майбутньому варто чекати зниження коефіцієнта потужності в розподільних електричних мережах, пов'язаних із системами водопостачання і каналізації.

Прагнення понизити витрати ЕЕ на технологічні потреби призвело до підвищення рівня автоматизації технологічних процесів з наступним зростанням об'єму застосування електронної і мікропроцесорної техніки в них. Це зумовило зарахування систем водопостачання і каналізації до споживачів, що висувають підвищені вимоги до ЯЕ в мережах і насамперед це стосується відхилень і коливань напруги. З цієї причини є чимало випадків помилкової роботи пристроїв автоматики під час пусків і самозапущів двигунів електроприводів. Виходячи з цього, у разі недостатньої потужності СЕП міст, експлуатація систем ВПК вимагає застосування засобів обмеження їхнього негативного впливу.

Для систем ВПК характерним є цілодобовий режим роботи і відносно рівний графік навантажень із незначними варіаціями добових, тижневих і сезонних навантажень (рис. 1.5 а). Отже їхня нормальна робота в сталих режимах може бути забезпечена стабілізацією напруги і реактивної потужності на заданому рівні або їх двозонним регулюванням на добовому інтервалі. Для його реалізації можуть бути застосовані автоматичні системи управління з великою тривалістю циклів керування.

Міський електричний транспорт (МЕТ) споживає до 20 % ЕЕ міст. Живлення споживачів МЕТ здійснюється від перетворювальних підстанцій 6 -10/0,6 кВ потужністю (2-4) МВт. Основу електроспоживання сучасного електротранспорту складають електричні приводи постійного або змінного струму середньої потужності. Режимы і характер енергоспоживання МЕТ у визначально залежать від інтенсивності пасажироперетока, тому МЕТ є джерелом значних пульсацій активної і реактивної потужностей. Важливою особливістю тягового навантаження є залежність її величини від завантаження, а характеру — від швидкості і положення рухомого складу на ділянці шляху. Для нього характерна деяка періодичність пульсацій, визначувана графіком й інтенсивністю руху транспорту, залежних, зі свого боку, від території міста, складу і характеру трудової діяльності його населення. Крім того, розмахи навантаження сягають 15 — 20 %, а швидкість зміни — 100 — 200 кВт/с, тому

експлуатація міського електротранспорту супроводжується відхиленнями і коливаннями напруги, що досягають у період максимуму пасажиропотоку величини (10-15) %, відповідно. Частота коливань напруги знаходиться в діапазоні (0,1 -10) Гц [3, 25].

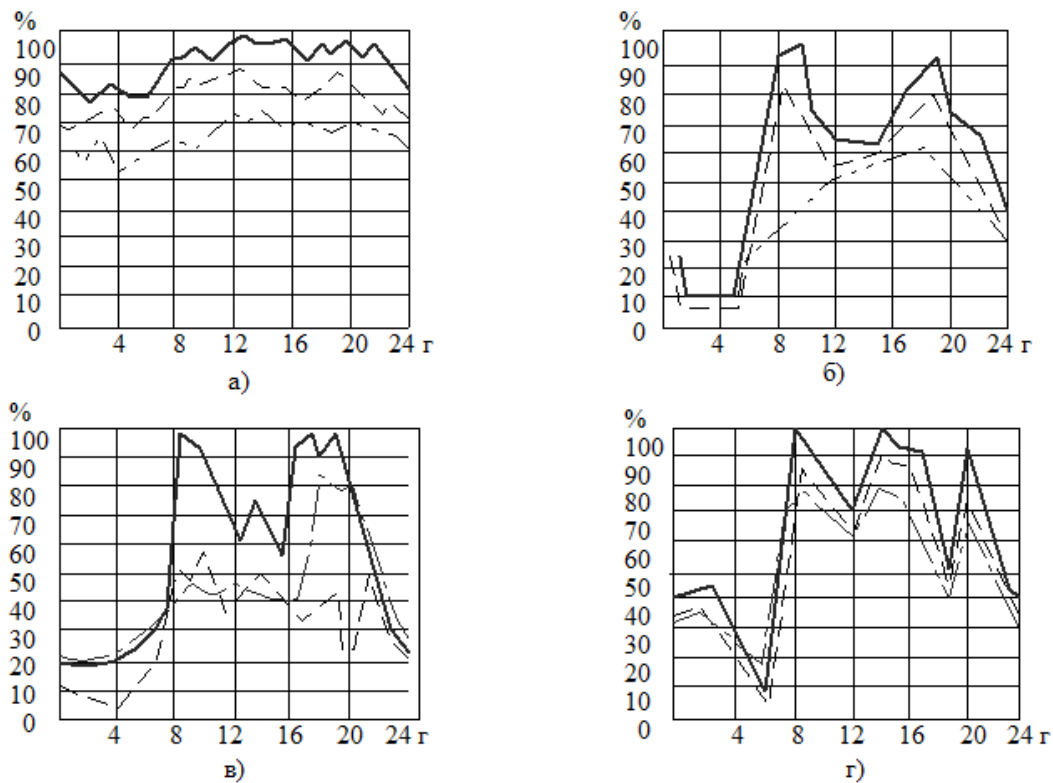


Рисунок 1.5 – Графіки навантажень споживачів електричних енергетичних систем: водопроводу (а); електрофіцірованого транспорту (б); промислового підприємства (в); селітебної зони (г) \_\_\_\_\_ робочий день (зима); ..... робочий день (літо); ----- неділя (зима)

Наявність такої величини й інтенсивності коливань напруги погіршує техніко-економічні показники рухомого складу МЕТ і викликає коливання світлового потоку джерел світла відповідної величини та інтенсивності в мережах загального користування. У зв'язку з чутливістю людського ока до зміни світлового потоку з частотою 4-10 Гц, це негативно позначається на умовах праці і відпочинку населення міста. Отже, однією з основних проблем експлуатації установок міського електричного транспорту є забезпечення допустимого діапазону коливань напруги в мережах загального користування.

З погляду СЕП міст, споживачі міськелетротранспорту — це силові вентильні перетворювачі із змінним характером навантаження. З метою зменшення викликаних ними пульсацій напруги в тяговій мережі, випрямлювальні підстанції МЕТ виконуються виключно на базі регульованих вентилів. Крім цього, відставальна комутація їх вентильних ключів обумовлює



додаткові спотворення напруги і перетікання реактивної потужності в мережах. Зазначимо, що змінне значення кута комутації вентилів, що перевищують, за швидкості її зміни, яка досягає 200-250 квар/с. Окрім додаткових втрат потужності в мережах, це викликає ще і додаткові коливання напруги з частотою 1-10 Гц, тому іншою, не менш важливою проблемою експлуатації установок міськелектротранспорта, є зниження спотворень напруги і компенсація швидких змін реактивній потужності в мережах.

У випадку недостатньої потужності СЕП міст експлуатація МЕТ супроводжується відхиленнями і коливаннями напруги в мережах загального користування. Це викликає необхідність застосування засобів, що обмежують зазначені впливи. Умови роботи корегувальних пристроїв у цих умовах визначає наявність у графіку навантаження чотирьох ділянок стаціонарності: явно вираженого нічного провалу навантажень із варіацією до 30 % і не явно вираженого денного провалу з варіацією до 20 %, а також ранкового і вечірнього максимумів з варіацією до 10 % (рис. 1.5 б) при значенні ранкового максимуму і незначної варіації, що перевищує, для тижневих, і ще меншою, для сезонних навантажень. Розглянутим умовам задовольняють системи з чотирма циклами керування на добовому інтервалі з тижневою і сезонною корекцією законів управління.

Зовнішнє освітлення міст складають електричні мережі внутрішньоквартального і вуличного освітлення. Як джерела світла в системах освітлення переважно використовуються люмінесцентні лампи високого тиску. Це здебільшого натрієві (80 %), і ртутні (20 %) лампи. Незначну долю у вуличному освітленні складають лампи розжарювання (5 %) і світлодіодні лампи (5 %). У внутрішньоквартальному освітленні міст переважають натрієві (60 %), компактні люмінесцентні (30 %), лампи розжарювання (5 %) і світлодіодні лампи (5 %).

У зв'язку з істотним впливом якості напруги на техніко-економічні показники освітлювальних електроприймачів, а також труднощами його забезпечення в умовах високого рівня неоднорідності графіків навантажень ЦЖ і споживачів зовнішнього освітлення, однією з основних проблем експлуатації міських мереж зовнішнього освітлення є забезпечення встановленого Державним стандартом діапазону відхилень напруги.

Крім того, особливістю розрядних ламп є необхідність застосування струмообмежувального дроселя. Його наявність обумовлює зниження коефіцієнта споживаної з мережі потужності до рівня 0,6 — 0,65. Іншою, не менш важливою проблемою експлуатації систем зовнішнього освітлення, є необхідність компенсації реактивної потужності, споживаної люмінесцентними лампами у вечірній і нічний час.

У цілому узагальнення досвіду експлуатації комунальних споживачів загальноміського значення дозволяє виділити технічні особливості їхніх режимів, які визначають вимоги до засобів керування ними:

- значна величина, широкий діапазон і висока швидкість зміни навантажень, що обумовлюють наявність у мережах відхилень і коливань напруги, що перевищують встановлені межі ДСТУ 13109-97;

- низький рівень і висока швидкість зміни коефіцієнта потужності в мережах, обумовлені наявністю великої кількості розрядних освітлювальних ламп, а також регульованих перетворювачів із вентильним керуванням.

Споживачі електричної енергії селитебної зони складають основу електроспоживання міст. Їх характеризує велика різноманітність параметрів і режимів роботи, визначувана складом і параметрами споживачів. У цілому можна відзначити різку неоднорідність графіків і значну варіацію добових, тижневих і сезонних навантажень, а також низьке значення коефіцієнта потужності. Усі споживачі селитебної зони умовно можуть бути розділені на дві групи: споживачі житлових будинків і споживачі суспільно-комунальних установ.

Споживачі житлових будинків. Електрична енергія в житлових будівлях використовується для освітлення житлових і допоміжних приміщень, прийому і відтворення звукової і світлової інформації, приведення до дії різного роду побутових машин та приладів. Для виконання розглянутих основних функцій застосовується значна кількість електроприймачів, що відрізняються параметрами і режимами роботи (рис. 1.4).

Основу електроспоживання квартир складають освітлювальні електроприймачі. Це здебільшого люмінесцентні лампи та лампи розжарювання. У порівняно малих випадках (до 15 %) для освітлення квартир застосовуються світлодіодні лампи. Незважаючи на зміни, що відбулися останнім часом у характері електроспоживання, параметри і режими роботи освітлювальних електроприймачів продовжують помітно впливати на режими роботи СЕП міст. Це стосується насамперед до часу і тривалості максимумів навантажень (рис. 1.6), величини і характеру зміни коефіцієнта потужності в мережах.

Найсуттєвішим для освітлювальних електроприймачів квартир є залежність їхніх техніко-економічних показників від величини підведеної напруги, а також високе значення коефіцієнта спотворень.

Найбільш значущо рівень напруги позначається на величині споживаної з мережі потужності  $P$ , терміні служби  $T$  і світловому потоці  $F$  ламп. На рисунку 1.7 а, б подані статичні характеристики найбільш поширених типів ламп [25]. З приведених даних виходить, що в реальному діапазоні зміни

параметрів режиму СЕП міст вплив напруги на техніко-економічні характеристики ламп розжарювання і люмінесцентних ламп може бути оцінений зміною на кожен відсоток зміни напруги терміну дії ламп на 14 % і 3,0 %, споживаній потужності на 1,58 % і 3,50 % і світлового потоку на 3,61 % і 1,5 %, відповідно. Окрім цього, збільшення напруги на люмінесцентних лампах супроводжується зростанням споживання реактивної потужності в об'ємі 3% на кожен відсоток збільшення напруги.

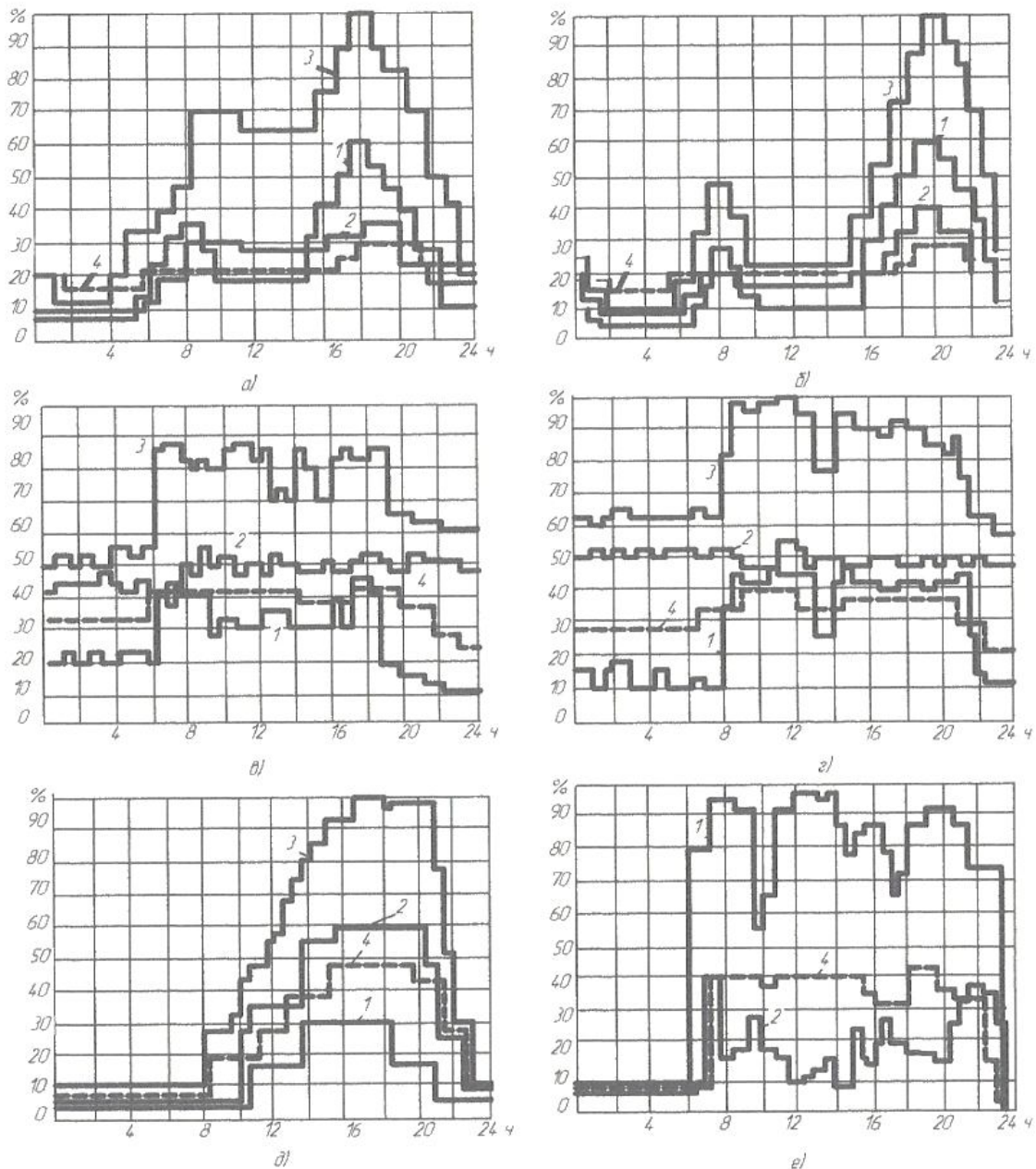


Рисунок 1.6 – Графіки навантажень споживачів житлового та суспільно-комунального сектора [8]: а) житловий будинок з електроплитами; б) житловий будинок, з газовими плитами; в) їдальня; г) університет; д) палац спорту; е) фабрика хімчистки: 1 – освітлювальне навантаження; 2 – силове навантаження; 3 – сумарне навантаження; 4 – реактивне навантаження

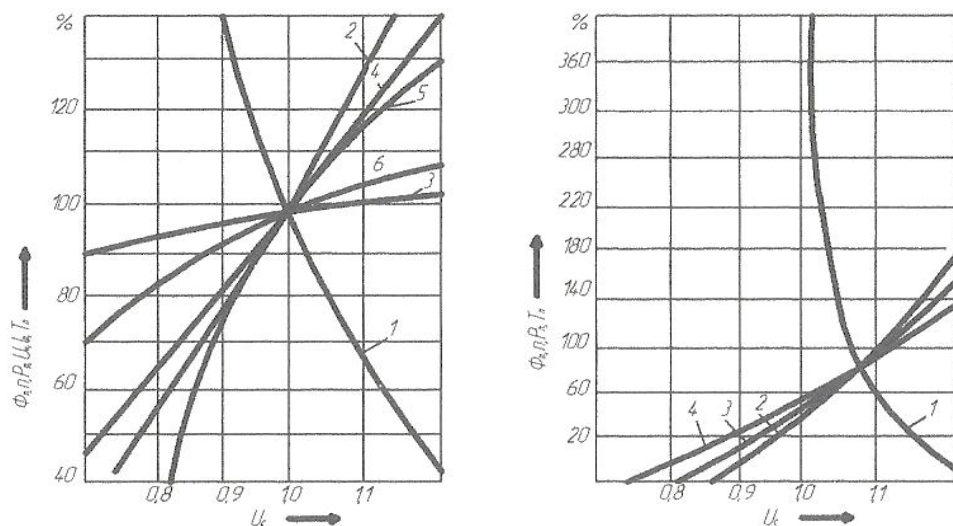


Рисунок 1.7 – Статистичні характеристики компресорного холодильника (а) та телевізора (б): 1-  $\text{tg}\varphi = f(U_c)$ ; 2-  $Q = Q/Q_{\text{ном}} = f(U_c)$ ; 3 –  $P = P/P_{\text{ном}} = f(U_c)$ ; 4 -  $T = T_{\text{л}}/T_{\text{лр}} = f(U_c)$

Силові електроприймачі квартир залежно від їхнього призначення можуть бути розділені на ряд груп: для приготування їжі, оброблення і зберігання продуктів, господарські, культурно-побутові, санітарно-гігієнічні, кондиціонування повітря, нагріву води і опалювання приміщень тощо [8]. Їх основу складають електромеханічні перетворювачі (асинхронні, синхронні, вентильні та ін. машини). Вони відрізняються невисоким значенням коефіцієнта потужності і великою тривалістю роботи. Характерною для цієї групи приладів є залежність режимів їхньої роботи і характеру електроспоживання від величини підведеної напруги. Крім того, широке застосування останнім часом електронної і мікропроцесорної техніки для керування режимами роботи приладів поставило на ще вищий рівень вимоги до ЯЕ, а переважне застосування силового електроприводу — подальше зниження коефіцієнта потужності. Зважаючи на це, для сучасних силових електроприймачів квартир характерні підвищені вимоги до ЯЕ, а також низьке значення коефіцієнта споживаної потужності.

Найбільш характерними силовими електроприймачами квартир є побутові компресорні холодильники і телевізори. Їх статичні характеристики подані на рисунку 1.8 а, б [7, 8]. Аналіз характеристик свідчить про істотний вплив напруги на величину споживаної ними активної і реактивної потужності. Так, наприклад, збільшенню на 1 % напруги, що підводиться, відповідає зростання споживання активної потужності холодильниками на 1,7 %, а реактивної — на 2,5 %. При цьому значення коефіцієнта потужності зменшується майже в 1,5 рази.

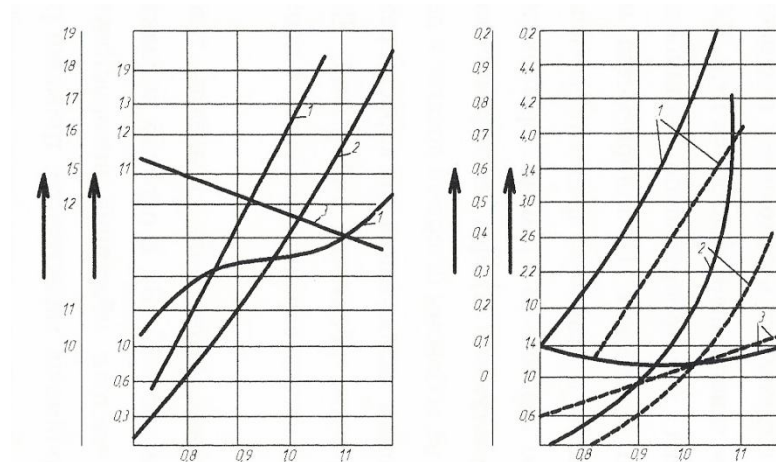


Рисунок 1.8 – Статистичні характеристики компресорного холодильника (а) та телевізора (б): 1-  $\text{tg}\varphi = f(U_c)$ ; 2-  $Q = Q/Q_{\text{ном}} = f(U_c)$ ; 3 –  $P = P/P_{\text{ном}} = f(U_c)$ ; 4-  $T = T_{\text{л}}/T_{\text{лр}} = f(U_c)$

Телевізори, що серійно випускаються, як правило, допускають тривале відхилення напруги в межах  $(-10, +5)\%$ . На практиці ці межі часто не витримуються, що примушує населення в низці випадків придбавати індивідуальні стабілізатори напруги. З цієї причини в Україні випускаються серійно десятки тисяч побутових стабілізаторів. Їх застосування на кожен відсоток підвищення напруги мережі збільшує споживання реактивної потужності на  $10\%$  (див. рис. 1.8) [8].

Крім того, у зв'язку з наявністю великої кількості, а також невизначеністю часу й місця підключення електроприймачів квартир, навантаження житлових будівель є випадковим. У цих умовах поєднання трифазної системи протяжних живлячих ліній низької напруги з однофазним виконанням групових розподільних мереж квартир і симетричним централізованим регулюванням напруги в ЦЖ зумовило наявність значних за величиною й імовірнісних за характером несиметрій, відхилень і коливань напруги в мережах. Зазначимо також, що індуктивний характер більшості електроприймачів у поєднанні з випадковим законом їхнього підключення зумовили низьку величину й імовірнісний характер зміни коефіцієнта потужності в мережах.

Як свідчать дослідження [27, 28] результатом спільної дії розглянутих основних чинників є те, що найбільш типовим випадком живлення споживачів житлових будинків є зниження напруги протягом ранкового і вечірнього максимумів навантаження тривалістю приблизно 5 годин кожен на величину  $7-10\%$ , а також його перевищення на  $10-15\%$  на протязі близько 8 годин під час нічного провалу навантаження. До того ж, у період максимуму навантаження, відхилення і неврівноваженість напруги досягають  $15\%$  і  $30\%$ , відповідно, а значення коефіцієнта потужності —  $0,6$ .

Загальнобудинкові споживачі складають освітлювальні і силові електроприймачі, електроприймачі колективного прийому теле- і радіотрансляцій, механізованого догляду за приміщеннями, пристрої автоматики і телемеханіки.

Характерною особливістю загальнобудинкових освітлювальних установок є їх спільна робота з силовими. Така особливість зумовлює необхідність збереження працездатності в умовах значних відхилень і коливань напруги. З огляду на це, як освітлювальні електроприймачі загальнобудинкових електроустановок застосовуються тільки лампи розжарювання, техніко-економічні показники яких істотно залежать від величини підведеної напруги.

До силових загальнобудинкових електроприймачів належать електродвигуни ліфтів, насосів і вентиляторів, апаратура зв'язку і сигналізації. Відмінною особливістю експлуатації силових установок є їхній істотний вплив на напругу внутрішньобудинкової мережі. Особливо різкі зміни напруги спостерігаються в пускових режимах. У зв'язку з цим основною проблемою експлуатації загальнобудинкових силових установок є забезпечення нормованого значення коливань напруги в живлячій мережі.

У цілому житлові будівлі як споживачі ЕЕ СЕП міст характеризують у край високі вимоги до ЯЕ, визначувані силовими і освітлювальними приладами квартир, а також їхній спотворюючий вплив на СЕП міст у вигляді значної величини й імовірісного характеру несиметрії квартирних навантажень за великої швидкості її зміни. Графік електроспоживання житлових будівель визначають переважно освітлювальні електроприймачі квартир, а характер — силові. Моментом увімкнення освітлювальних електроприймачів відповідає зростання величини і активний характер електроспоживання (ранковий і вечірній максимуми навантажень). І навпаки, із вимкненням освітлювальних електроприймачів пов'язані денні і нічні провали величини і коефіцієнта потужності навантажень у РМ міст. Із цієї точки зору для споживачів житлового сектора характерна наявність чотирьох характерних ділянок (ранкового і вечірнього максимумів, денного і нічного провалів навантаження), а також значна варіація добових, тижневих і сезонних навантажень, які досягають у низці випадків 50 % (рис. 1.5). Це робить необхідним застосування для керування режимами роботи електричних мереж систем із малим періодом обертання інформації або автоматичних пристроїв, що працюють у темпі процесу.

Громадські і комунально-побутові споживачі мають значну долю в загальному об'ємі електроспоживання міст, визначувану видовим складом підприємств і установ сфери послуг у містах. За своїм складом об'єкти суспільно-комунального сектора підрозділяються на: підприємства



громадського харчування, торгівлі, охорони здоров'я, дошкільні установи, навчальні заклади, установи культури, мистецтва, побутового обслуговування тощо (див. рис. 1.4.). Рівень електрифікації суспільно-комунального сектора, режими роботи і графіки їхнього електроспоживання багато в чому визначаються особливостями наявних технологічних процесів, складом і режимами роботи встановленого устаткування.

Споживачі суспільно-комунального сектора відзначаються наявністю практично двоступінчастих графіків навантаження з денним максимумом і нічними провалами навантажень, обумовлених наявністю відносно рівного графіка силових навантажень, і дворівневого — освітлювальних, за незначної їхньої варіації.

Для споживачів торгівлі і громадського харчування, наприклад, характерний денний максимум навантажень (рис. 1.6, в, г), якому відповідає тривалість близько 13 годин (з 6 до 19 години) і, відповідно, необхідність підтримки підвищеного значення напруги в ЦЖ у цей час. Для магазинів характерна достатньо велика встановлена потужність силового устаткування, що перевищує потужність світильників. Це обумовлено необхідністю тривалого зберігання продуктів харчування при знижених температурах. Особливістю графіків навантажень таких споживачів є наявність незначного за величиною і тривалістю денного провалу навантажень, пов'язаного з обідньою перервою (рис. 1.6, г), а також їхнього зміщення на 2 години у бік вечірнього максимуму.

До установ охорони здоров'я належать різного роду поліклініки, диспансери, лікарні, аптеки і так далі, що істотно не впливають на СЕП міст, але мають у своєму складі технологічне устаткування з підвищеними вимогами до ЯЕ.

У складі технологічного устаткування загальноосвітніх і дошкільних установ основне місце займає термічне устаткування харчоблоків, що не висуває жорстких вимог до ЯЕ.

Масовими видовищними установами міст є кінотеатри, театри, будинки культури тощо. Їхнє технологічне устаткування (кіноустановки, освітлювальна арматура, електропривод, система звуковідтворення тощо) особливих вимог до ЯЕ не висуває. Графіки навантажень таких споживачів мають чіткопростежуваний тривалий вечірній максимум тривалістю 5-6 годин (рис. 1.6, д). Це вимагає підтримки напруги на шинах джерела живлення на високому рівні у вечірній і нічний час.

Основними технологічними процесами підприємств комунально-побутового обслуговування населення, пов'язаними з витратами електроенергії, є прання, сушіння, нагрівання, прасування білизни тощо. Основними енергоносіями технологічних процесів є сухе повітря і пара. Частина

електроенергії витрачається на привід механізмів основного і допоміжного виробництва. За технологічними операціями, призначенням і режимами роботи основних машин їм близькі пральні, підприємства хімічного чищення одягу і так далі (рис. 1.6, е), для яких характерний багатозмінний режим роботи і унімодальна форма графіків навантажень, що значною мірою ускладнює регулювання напруги в мережах. Проведений аналіз свідчить про те, що суспільно-комунальні споживачі в цілому, не висуваючи особливих вимог до ЯЕ, певною мірою є спотворювальним чинником у зв'язку зі значною варіацією добових навантажень, що веде до подальшого зростання нерівномірності добового графіка навантажень. Для керування режимами роботи суспільно-комунальних споживачів можуть бути застосовані дворівневі системи управління з великим періодом обертання інформації, вимірюваним десятками годин.

Таким чином, узагальнення досвіду експлуатації споживачів селітебної зони дозволяє виділити особливості, які визначають вимоги до засобів керування ними:

- широкий діапазон і імовірнісний характер зміни навантажень кожної з фаз мережі на добовому інтервалі, що обумовлюють значну несиметрію, відхилення і коливання напруги;
- низьке значення й імовірнісний характер зміни коефіцієнта потужності в мережах, викликані імовірнісним законом увімкнення значної кількості електроприймачів з індуктивним характером електроспоживання;
- відмінність законів зміни активної і реактивної потужностей, що обумовлюють відмінність законів регулювання напруги і компенсації реактивної потужності;
- підвищені вимоги до ЯЕ з боку споживачів, викликані наявністю великої кількості освітлювальних електроприймачів і електроприймачів з електронним і мікропроцесорним керуванням.

Промислове електроспоживання міст визначають здебільшого підприємства місцевої промисловості: хлібозаводи, цегляні заводи, швацькі фабрики тощо. Для них характерне застосування мілкодвигунових електроприймачів, встановлена потужність яких співрозмірна з потужністю освітлення. Ці підприємства мають відносно рівний графік силових навантажень і невисоке значення коефіцієнта споживаної потужності. У зв'язку із значною величиною і різкою нерівномірністю графіка освітлювальних навантажень результуючий графік електроспоживання промислових споживачів має значні варіації на добовому інтервалі і досягає в денний час 20 %, а в нічний – 50 %. Це робить необхідним застосування для корекції режимів СЕП міст швидкодійних систем із малим періодом обертання інформації. Деяке спрощення систем керування забезпечує незначна варіація



тижневих і, особливо, сезонних навантажень.

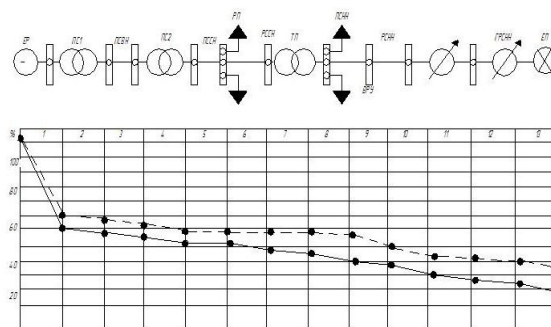
Основу електроспоживання промислових міських електроспоживачів складають трифазні асинхронні двигуни на напругу 380 В потужністю 1— 20 кВт. Зрідка для отримання підвищеної або регульованої частоти обертання використовуються перетворювачі частоти. Більшість електроприймачів характеризуються тривалим режимом роботи. В окремих випадках, пов'язаних із виконанням допоміжних операцій, спостерігається повторно-короткочасний або циклічний режим роботи електроприймачів. Проте їхня мала потужність, у поєднанні з невеликою кількістю, істотно не впливає на характер електроспоживання, тому електроприймачі промислових споживачів також істотно не впливають на режими роботи РМ міст. Більшість промислових підприємств мають встановлену потужність до 1000 кВА, і заходи щодо компенсації реактивної потужності в них не проводяться. У результаті  $\cos \varphi$  цих споживачів знаходиться на рівні 0,65 — 0,70, у зв'язку з чим у РМ міст створюються значні перетікання реактивної потужності, що викликають додаткові втрати напруги й потужності в мережах і знижують ефективність функціонування, як мереж, так і підключених до них споживачів. Крім того, широке застосування електронної і мікропроцесорної техніки, що зумовилося останніми роками, поставило на вищий рівень вимоги до ЯЕ в мережах, а високий рівень нерівномірності графіків навантажень і низьке значення коефіцієнта потужності значно ускладнили вирішення цього завдання. Отже, основними проблемами експлуатації РМ міст, що живлять промислові споживачі, є знижене значення коефіцієнта споживаної потужності у поєднанні з підвищеними вимогами до ЯЕ у точці розділу їхньої балансової приналежності.

#### 1.1.4 Оцінка ефективності технологічного процесу передачі й розподілу електричної енергії

Як впливає з вищевикладеного, СЕП міст як об'єкт управління є складною багаторівневою системою, що розвивається, з великою кількістю внутрішніх і зовнішніх зв'язків, швидкістю і безперервністю зміни параметрів технологічного процесу виробництва, передачі й розподілу ЕЕ. Стійке функціонування таких систем, витрати на експлуатацію і збиток у споживачів багато в чому визначаються рівнем автоматизації керування параметрами технологічного процесу.

В усьому різноманітті схем і режимів роботи СЕП міст у технологічній схемі постачання електроенергією її споживачів можуть бути виділені загальні технологічні операції (рис. 1.9). Ефективність виконання кожної з розглянутих

операцій рішуче впливає на техніко-економічні показники систем електропостачання і підключених до них електроприймачів. Найбільш низькою є ефективність операцій із розподілу ЕЕ між окремими споживачами. Втрати ЕЕ на цьому етапі нині у декілька разів перевищують втрати на її передачу. За даними [28, 29] втрати потужності в мережах середньої і низької напруги США, Англії, Німеччини, Японії та ін. складають 8 % і 12 %, відповідно, тоді як втрати потужності в мережах вищої напруги не перевищують 4 %. В Україні і державах СНД стан іще гірший. Втрати потужності в мережах середньої і нижчої напруги досягають у них у середньому 15-20 %.



а)

ЕР

1. Перетворення виду енергії, що здійснюється на електричних станціях
2. Пряме перетворення параметрів електричної енергії, що здійснюється на електричних підстанціях
3. Передача електричної енергії по мережах енергосистем
4. Зворотне перетворення параметрів електричної енергії на електричних підстанціях
5. Розподіл електричної енергії між групами споживачів
6. Приведення параметрів електричної енергії до вимог споживачів
7. Розподіл електричної енергії між окремими споживачами
8. Приведення параметрів електричної енергії у відповідність до вимог споживачів
9. Розподіл електричної енергії між групами електроприймачів
10. Приведення параметрів електричної енергії у відповідність до вимог електроприймачів
11. Розподіл електричної енергії між окремими електроприймачами
12. Приведення параметрів електричної енергії у відповідність до вимог електроприймачами
13. Перетворення виду електричної енергії в електроприймачах

ЕП

б)

Рисунок 1.9 – Типовий графік (а) і схема (б) технологічного процесу передачі, розподілу і перетворення параметрів і виду енергії в системах енергопостачання міст: (1-13) – номери технологічних операцій; ЕР – енергетичний ресурс; ЕП – енергетичний продукт, ----- до впровадження заходів, ——— після впровадження заходів

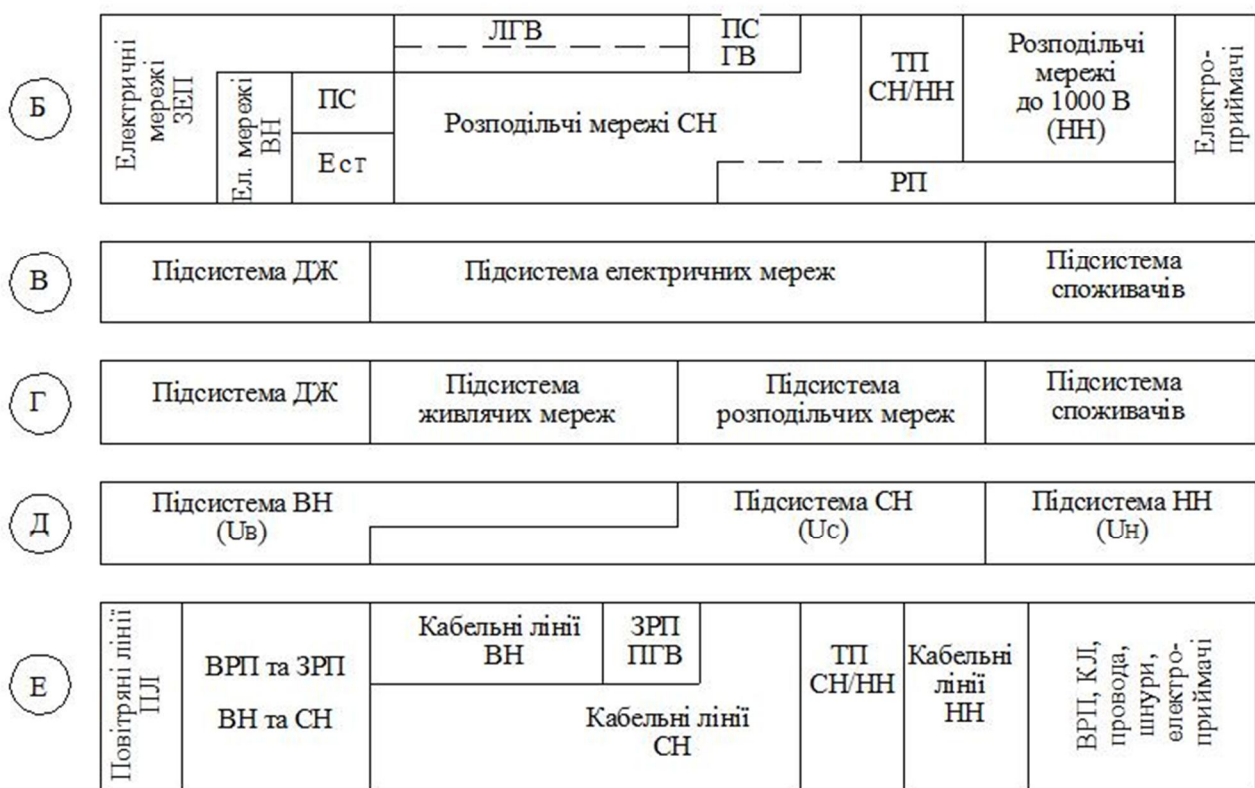
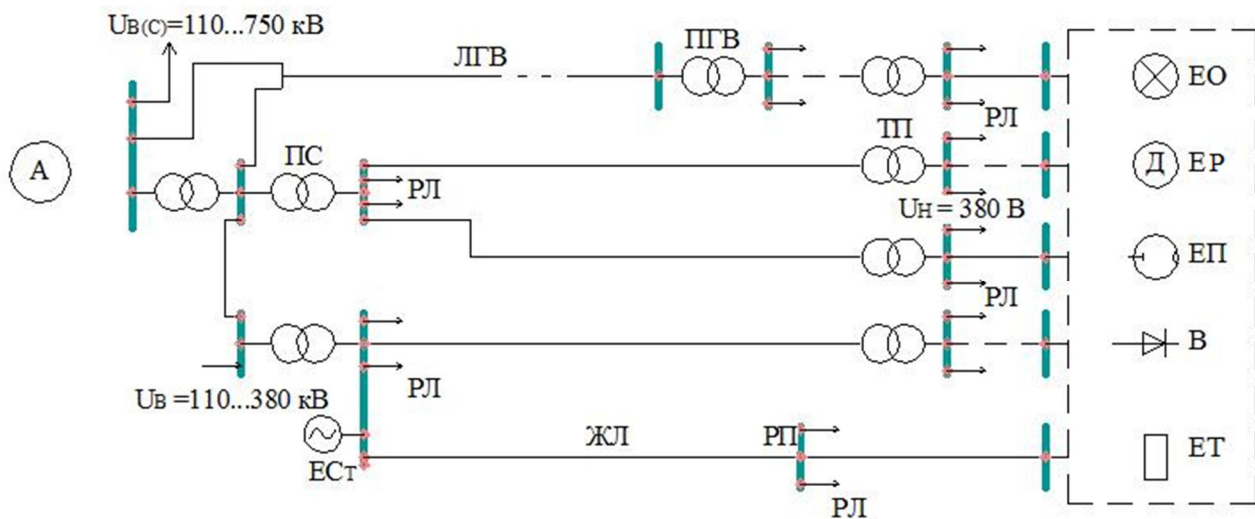


Рисунок 1.10 – Структури СЕП міст та промислових підприємств

ПГВ – підстанція глибокого вводу; ЛГВ – лінія глибокого вводу; ПС – районна підстанція 110(220)/10(6) кВ; ТП – трансформаторна підстанція 10(6)/0,4 кВ; РЛ - розподільча лінія 10(6) кВ або 0,4 кВ; Ест – електростанція; ЗЕП – електричні мережі зовнішнього електропостачання; РП – розподільча підстанція 10(6) кВ;

ЖЛ – живляча лінія 10(6) кВ; ВРП – ввідно-розподільчий пристрій; ДЖ – джерело живлення; ВРП, ЗРП – відкритий та закритий відповідно, розподільчий пристрій; ЕО, ЕР, ЕП, В, ЕТ – освітлювальні, рушійні, перетворювальні, випрямичі та електротехнічні електроприймачі; ВН, СН, НН – висока (110 кВ і більше), середня (6, 10 кВ) і низька (0,38 кВ) напруга, відповідно

Аналіз причин створеного стану вказує на те, що найважливішим напрямом енергозбереження в СЕП міст є поліпшення ЯЕ і підвищення рівня компенсації реактивної потужності в них. У провідних державах світу (США, Англія, Франція, Німеччина, Японія) [29-32] вже давно щорічний приріст електроспоживання на 5-10 % компенсується не завдяки зростанню генеруючих потужностей, а завдяки підвищенню ефективності технологічного процесу на різних стадіях енергетичного виробництва. Наслідком цього є те, що втрати ЕЕ в них нижче у декілька разів, а технологічні витрати ЕЕ у споживачів на порядок менші, ніж в Україні і державах СНД.

Аналіз наявного стану [28, 39-42] свідчить про вплив на ефективність протікання технологічних процесів у СЕП міст великої кількості чинників (рис. 1.10): місць установки, потужності і міри завантаження устаткування, схем і параметрів мереж, якості і рівня автоматизації процесів регулювання напруги і компенсації реактивної потужності. Зазначені проблеми здебільшого вирішуються на стадії перспективного і поточного планування режимів роботи мереж [5].

Проте широкий діапазон у поєднанні з високою швидкістю зміни параметрів режиму СЕП вимагають вирішення завдання на рівні оперативного або автоматичного керування.

Дослідження СЕП міст як об'єкта керування дозволили узагальнити вимоги, що ставляться до засобів керування режимами роботи СЕП міст, які можуть бути зведені до таких:

- висока швидкодія, обумовлена швидкими змінами активної і реактивної потужності;
- комплексний характер вирішення питань регулювання і симетрування, а також зниження коливань напруги і компенсації реактивної потужності;
- роздільне керування режимами напруги і реактивної потужності;
- багатокритерійна оптимізація режимів коригувальних пристроїв;
- узгодження дії сукупності коригувальних засобів місцевого і централізованого управління.

## 1.2 Шляхи підвищення ефективності роботи СЕП міст

### 1.2.1 Регулювання напруги

Питання регулювання напруги в СЕП міст обговорюються у нас в країні і за її межами починаючи з 30-х років ХХ століття. Цьому питанню присвячено чимало робіт вітчизняних і зарубіжних авторів. Основні з них виконані під керівництвом В. Г. Холмського, В. В. Зоріна, Б. В. Колісниченка,

Н. К. Архипова, Н. А. Мельникова, Л. А. Солдаткіной, М. Л. Аберсона та інших учених. Проблему регулювання напруги пропонувалося вирішувати підвищенням якості регулювання шляхом наближення регулювальних пристроїв до споживачів і підвищення його точності завдяки зниженню ступеня регулювання. Наслідком цього стало застосування починаючи з 50-х років XX століття РПН на трансформаторах ЦЖ і зменшення ступеня регулювання до 1,5 %.

Проте, у зв'язку із змінами, що сталися останніми роками у структурі і характері електроспоживання міст, постало питання про децентралізацію системи регулювання напруги і подальше наближення пристроїв регулювання до споживачів. Перші спроби реалізації такого підходу були зроблені ще в 1960-х роках. До цього періоду належать: запускання у серію і освоєння розподільних трансформаторів потужністю 160 — 630 кВА з РПН, розробка плавних пристроїв РПН, різного роду «локальних» регуляторів, «універсальних» розподільних трансформаторів із двома РПН в одному баку, що забезпечують «мінімум збитку» [54] тощо. Для подолання неоднорідності добових графіків навантажень ліній 6-10 і 0,38 кВ запропоновано використовувати різного роду лінійні регулятори. Результатом таких рекомендацій стала розроблення вольтододавальних трансформаторів малої і середньої потужності. Проте, як засвідчила практика, широкого застосування зазначені пристрої не знайшли. Причиною цього є дискретність дії і обмеження функціональних можливостей таких пристроїв, орієнтованих на компенсацію втрат напруги в мережі. Крім того, їхнє застосування розглядалося у межах наявної централізованої системи регулювання напруги, тоді як вирішенням цього завдання є розподілення регулювання напруги у поєднанні з автоматизацією і узгодженням дії усіх пристроїв.

Аналіз зарубіжного досвіду свідчить про те, що процес регулювання напруги в США, країнах Європи і Японії на перших етапах йшов аналогічно вітчизняному. У подальшому регулювання напруги в мережах країн Європи і Японії, що характеризуються високим рівнем розвитку технологій і автоматизацією технологічних процесів в усіх галузях, а також високою щільністю навантажень і наявністю відносно коротких кабельних ліній, вирішувалося шляхом вдосконалення системи і технічних засобів централізованого регулювання напруги [57 - 60]. Між ЦЖ і доведенням до споживачів у цих державах додаткові засоби регулювання напруги, як правило, не встановлювалися. Процес регулювання напруги здійснювався в ЦЖ за допомогою трансформаторів із РПН, що мають, як правило, малий ступінь регулювання, що доходить до 0,75 %, і високу швидкодію. В окремих випадках для споживачів з підвищеними вимогами до ЯЕ додатково застосовувалися засоби місцевого регулювання напруги.

На відміну від цього в СЕП міст США, що характеризуються наявністю протяжних навантажених мереж (у багатьох випадках - повітряних), техніка регулювання напруги розвивалася шляхом широкого застосування лінійних регуляторів напруги. До 50-х років XX століття процес регулювання напруги в них здійснювався переважно за допомогою ступінчастих РПН шляхом установки регуляторів на окремих фідерах підстанцій або в лініях середньої напруги [59]. Наступне зростання навантажень зумовило ще ширше застосування лінійних регуляторів. Нерідко уздовж однієї лінії в США встановлювалося по декілька таких регуляторів [54]. Починаючи з 60-х років, XX століття лінійні регулятори з РПН стали основним засобом регулювання напруги в міських електричних мережах США, витіснивши з них трансформатори з РПН [16, 18, 61 - 66]. Через це трансформатори з РПН у багатьох енергосистемах США застосовуються переважно на районних понижувальних підстанціях 220-330 кВ і лише у виняткових випадках — на трансформаторах ЦЖ.

Останніми роками розвиток економіки країн Європи, Америки і Японії характеризувався значним зростанням частки наукоємних технологій і виробництв, що висувають жорсткіші вимоги до ЯЕ в мережах, нерідко за декількома показниками одночасно. В умовах енергоринку це поставило на новий, вищий рівень питання регулювання напруги. В умовах жорсткої конкуренції ЯЕ стала основним ціноутворювальним чинником, що перетворив його з категорії технічної, на категорію економічну [19, 20]. Успішному рішення проблеми ЯЕ в СЕП міст певною мірою сприяло розроблення регіональних концепцій регулювання напруги провідними країнами [62, 63], а також зростання інвестицій в енергетику [19]. Шляхи вирішення цього питання в державах далекого зарубіжжя визначили ставлення до власності енергозабезпечувальних компаній. У країнах із державною енергетикою регулювання напруги пішло шляхом комплексної оптимізації режимів роботи усієї системи, в цілому. Провідне положення у цій сфері займає Франція, у якій наявне державне управління енергетикою. Мабуть тому провідну роль у галузі автоматизації процесів виробництва і розподілу ЕЕ у світі займає французька промислова група «Сшнейдер» (Schneider).

У державах з приватною енергетикою процес регулювання напруги через різну приналежність окремих компаній пішов шляхом розвитку засобів індивідуального і групового регулювання напруги. Крім того, зважаючи на розрізненість окремих компаній, відмінність або навіть суперечності інтересів, кінцевий результат їх діяльності має локальний характер, який не завжди і не в усьому відповідає умовам оптимальності системи в цілому. Отже, можна говорити про те, що в державах з приватною енергетикою ефективність

регулювання напруги нижча, а процес має локальний характер.

Зазначимо, для СЕП міст характерне переважне підключення електроприймачів до розподільних електричних мереж 0,38 кВ, тому для них первинне значення має забезпечення встановлених Держстандартом показників ЯЕ в мережах 0,38 кВ. В умовах великої протяжності РМ, високого рівня неоднорідності графіків навантаження і відсутності регулюючих пристроїв між ЦЖ і споживачами, вирішення цього завдання в межах існуючої концепції централізованого регулюванні напруги становить достатньо складну, здебільшого практично не вирішуване завдання.

Для сучасного етапу розвитку СЕП міст характерним є зростання протяжності мереж і неоднорідності графіків добових навантажень споживачів мереж 0,38 кВ, при одночасному підвищенні вимог до ЯЕ. Для вирішення цих проблем потрібне розв'язання режимів напруги мереж 10 і 0,38 кВ шляхом регулювання напруги в декількох точках мережі при децентралізованому розміщенні і узгодженій дії усіх технічних засобів і оптимізації режимів роботи СЕП у цілому.

Як свідчать результати зробленого раніше аналізу, споживачі ЕЕ сучасних міст мають високий рівень неоднорідності, до того ж, як першого (у мережах СН), так і другого (у мережах НН) роду. На рисунку 1.10 наведені типові результуючі графіки навантажень споживачів окремих районів міста. У таблиці 1.7 наведені значення коефіцієнтів кореляції графіків навантажень споживачів.

Таблиця 1.7 – Значення коефіцієнтів кореляції графіків навантаження споживачів СЕП міст

№ п/п	Тип навантаження	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Текстильна промисловість	0,971	0,864	0,654	0,876	0,954	0,803	0,679	0,604	0,721	-0,172	0,203	0,769
2	Легка промисловість	1,000	0,885	0,602	0,862	0,946	0,762	0,623	0,537	0,678	-0,213	0,122	0,755
3	Механізоване будівництво	0,885	1,000	0,416	0,761	0,890	0,676	0,533	0,355	0,460	-0,506	-0,129	0,173
4	Освітлення споруд	0,602	0,416	1,000	0,644	0,671	0,591	0,832	0,861	0,872	0,344	0,715	0,268
5	Міський транспорт	0,862	0,761	0,644	1,000	0,897	0,907	0,661	0,757	0,809	0,014	0,378	0,729
6	Дрібномоторне навантаження	0,946	0,890	0,671	0,897	1,000	0,840	0,660	0,660	0,735	-0,231	0,198	0,769
7	Побутові прилади	0,762	0,676	0,591	0,907	0,840	1,000	0,583	0,803	0,817	-0,059	0,386	0,768
8	Залізничні вузли	0,623	0,533	0,832	0,661	0,660	0,583	1,000	0,743	0,812	0,222	0,644	0,225

Продовження таблиці 1.7

9	Ком. – побут. навантаження (село)	0,537	0,355	0,861	0,757	0,660	0,803	0,743	1,000	0,949	0,377	0,802	0,375
10	Ком. – побут. навантаження (місто)	0,678	0,460	0,872	0,809	0,735	0,817	0,812	0,949	1,000	0,354	0,767	0,460
11	Освітлення вулиць	-0,21	-0,51	0,344	0,014	-0,23	-0,06	0,222	0,377	0,354	1,000	0,741	-0,29
12	Водопостачання та каналізація	0,122	-0,13	0,715	0,378	0,198	0,386	0,644	0,802	0,767	0,741	1,000	-0,08

Як відомо [67], ефективність централізованого регулювання напруги забезпечується при значеннях коефіцієнта кореляції  $K_R = 0,8$ . Із таблиці 1.7 зрозуміло, що для більшості споживачів  $K_R = 0,4 — 0,6$ , а для низки споживачів  $K_R = 0,1 — 0,2$ , що свідчить про низькі можливості централізованого регулювання напруги в СЕП міст.

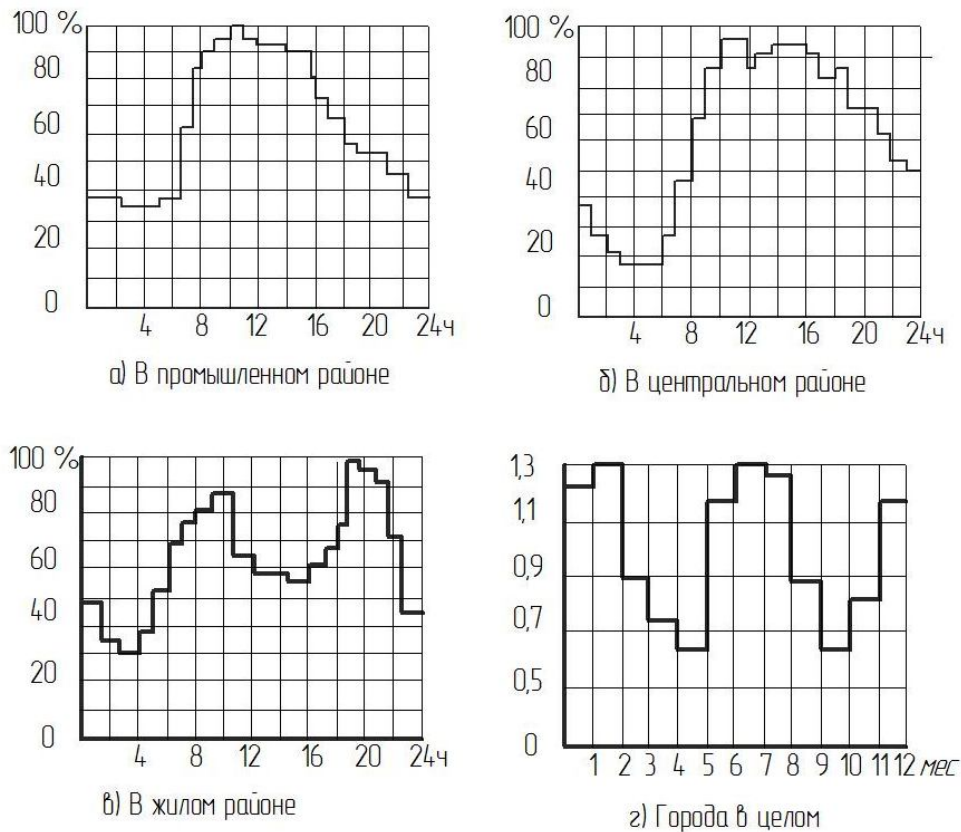
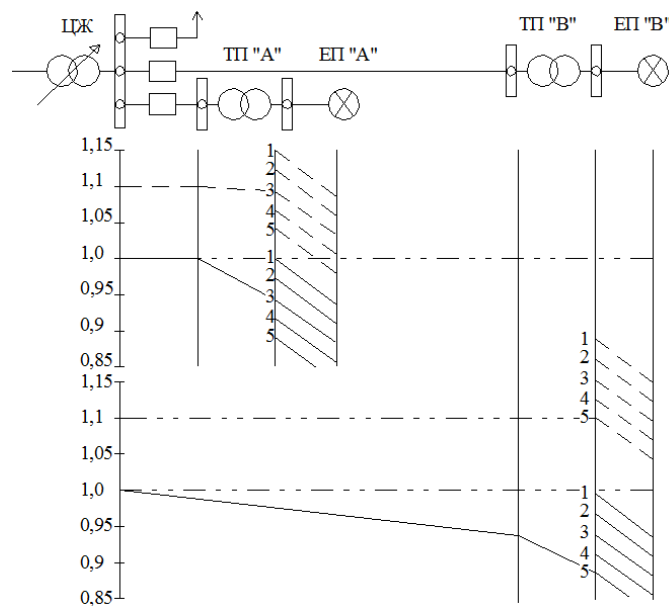


Рисунок 1.11 – Результативні графіки навантажень споживачів

Розрахунки (табл. 1.8), виконані для типової схеми електропостачання споживачів міст (рис. 1.12), свідчать про те, що при значенні коефіцієнта кореляції  $K_R = 0,2$  ні в одному положенні ПБВ трансформаторів ТП забезпечити дотримання встановлених ДСТУ 13 109-97 показників ЯЕ одночасно в усіх



споживачів не видається можливим. Відхилення напруги у наближених і видалених ТП доходять до 15 – 16 %. У разі, якщо падіння напруги в мережах перевищують їхні допустимі значення, то відхилення напруги матимуть ще більші значення. Численні експериментальні дослідження, проведені у низці діючих енергосистем України і держав СНД, підтверджують справедливність зроблених основних висновків. Відхилення напруги в діючих розподільних електричних мережах великих міст досягають зараз 15 – 20 % [27]. На рисунку 1.13 наведена осцилограма, а в таблиці 1.8 математичні очікування різних значень напруги на шинах НН ТП 246 м. Суми [27].



а)

Відхилення напруги у ЕП «А»

Положення ПБВ	Режим	Початок лінії	Кінець лінії
1	min	+14,0	+7,5
	min	+1,0	+5,5
2	min	+11,5	+5,0
	min	+1,5	+3,0
3	min	+9,0	+2,5
	max	+4,0	-10,5
4	min	+6,5	0,0
	min	+6,5	-13,0
5	min	+4,0	-2,5
	max	-9,0	-15,5

б)

Відхилення напруги у ЕП " "

Положення ПБВ	Режим	Початок лінії	Кінець лінії
1	min	+17,5	+11,0
	min	0,0	-6,5
2	min	+15,0	+6,5
	min	+2,5	-9,0
3	min	+12,5	+6,0
	max	+5,0	-11,5
4	min	+10,0	+3,5
	min	-7,5	-14,0
5	min	+7,5	+1,0
	max	-10,0	-16,5

в)

Рисунок 1.12 – Діаграма зміни (а) та результати розрахунку відхилень напруги у найближчого «А» (б) та віддаленого «В» (в) електроприймачів:

----- у режимі мінімальних навантажень;  
 \_\_\_\_\_ у режимі максимальних навантажень

Аналогічний вигляд мають криві  $u(t)$  і в інших містах України та Росії. Схоже положення спостерігається і в СЕП міст далекого зарубіжжя. Так наприклад, за даними «Деютсех Бундеспаст» (Deutsche Bundespast) (Німеччина) [59, 71], відхилення напруги понад 6 % у розподільних електричних мережах Німеччини спостерігаються протягом 1550 годин на рік. У Великобританії основну частку складають швидкі зміни напруги зокрема відхилення напруги тривалістю до 3 хвилин складають 32 % загальних відхиленні напруги, від 3 до 5 хвилин — 24 % [59]. Зростання протяжності РМ, що визначилося останніми роками, збільшення кількості й потужності підключених до них електроприймачів у поєднанні з відмінністю параметрів і режимів їхньої роботи, й ще більшою мірою обмежили можливості централізованого регулювання напруги, довівши положення у низці випадків до рівня критичного і поставивши питання про необхідність регулювання напруги в РМ міст. Основні причини положення, що створилося, можуть бути зведені до таких:

- зростання втрат напруги в мережах, викликане збільшенням протяжності і зростанням завантаження мереж;
- зростання рівня неоднорідності графіків навантажень підключених споживачів, викликане відмінністю режимів роботи електроприймачів;
- велика ступінь регулювання напруги трансформаторів ЦЖ, що зумовлює наявність значної зони нечутливості;
- відсутність засобів регулювання напруги між ЦЖ і споживачами.

Наслідком такого положення є значні збитки як у споживачів, так і у енергосистемах, складовими яких є:

- збільшення технологічної витрати ЕЕ у споживачів;
- збільшення втрат ЕЕ в мережах енергосистем;
- зменшення терміну служби енергетичного устаткування енергосистем і технологічного устаткування споживачів;
- зменшення продуктивності технологічного устаткування споживачів;
- підвищення ціни на ЕЕ, що відпускається енергосистемами.

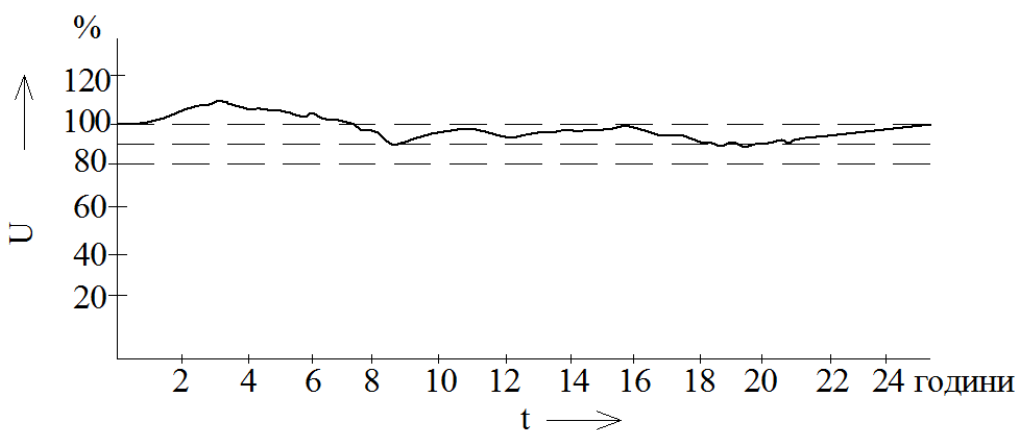


Рисунок 1.13 – Типова діаграма зміни напруги в мережах 0,38 кВ СЕП

Таблиця 1.8 — Ймовірнісні характеристики напруги в мережах 0,38 кВ СЕП

Показники	Значення показників									
Математичне очікування напруги, $M_U$ , %	125	120	115	110	105	100	95	90	85	80
Середня тривалість інтервалів $T$ , годин	120	210	620	1784	1926	1820	1310	650	195	125
Середньоквадратичне відхилення тривалості інтервалів $\sigma_I$ , %	3	4	5	3	2	3	4	5	4	3

За даними текстильної промисловості США збиток, викликаний відхиленнями напруги, створює виробничі втрати в розмірі до 5 % вартості продукції, що випускається, або до 140 тис. доларів у рік [59]. Експлуатація кожного факсного апарату в США із-за нестабільної напруги супроводжується збитком у розмірі до 20 доларів у рік [71]. У цілому щорічний збиток у споживачів США від низької якості напруги оцінюється сьогодні економічним збитком величиною в 3 - 5 млрд доларів у рік [72]. У Японії нормалізація режимів напруги пов'язана із скороченням електроспоживання на 30 % [57].

У зв'язку з викладеним, зрозумілим сьогодні стає зацікавленість, питаннями регулювання напруги в розподільних електричних мережах міст. Із цією метою, наприклад, у розробленій в США американській стратегії енергозбереження «Лист Кост Пленнинг» (Least Cost Planning (LCP)) уведено розділ, присвячений регулюванню напруги в СЕП міст [10]. У Німеччині розроблена концепція регіонального регулювання напруги [65], головне місце в якій відводиться регулюванню напруги в СЕП міст. Велике значення регулюванню напруги в розподільних електричних мережах міст відводиться також в Англії, Франції, Японії, Австрії, Шотландії, Китаї, Сербії та інших країнах.

Важливе місце в технічному вирішенні проблеми регулювання напруги відводиться застосуванню вольтододавальних трансформаторів (ВДТ). Так, Національною мережевою компанією Великобританії в Англії і Уельсі з 1990 р. розпочато масове застосування в переобтяжених мережах фазорегулювальних бустерних ВДТ [11]. Електроенергетичною компанією «Нешионал Грид Ко» (National Grid Co) (Великобританія) в м. Стокбридж «Легаси» (Legasy) ВДТ знайшли застосування для подовжнього регулювання напруги [12]. Енергетичною компанією «Саутхерн Келіфорнія Едісон» (Southern California Edison) (США) проводяться широкомасштабні роботи із

застосування засобів регулювання напруги в розподільних електричних мережах 12, 16 кВ. Потреба у ВДТ у ній оцінена в 15 — 20 тис. штук [31]. Для компенсації коливання напруги тривалістю 100 — 150 мс пропонуються швидко дійні статичні бустерні ВДТ [14]. Для підвищення стійкості робіт мереж знайшли застосування фазозсувні ВДТ [15]. Для регулювання напруги в мережах різної напруги пропонуються фазорегульованих ВДТ [73]. Для швидкого регулювання перетікань потужності в мережах розроблені динамічні фазорегульовані ВДТ [74]. Застосування фазорегульованих ВДТ у СЕП м. Чикаго дозволило значно підвищити якість електропостачання споживачів в умовах зростання їхнього електроспоживання [16]. Застосування динамічних ВДТ на ПС (Гранд Кул Бонекилле Зщвер Администратіон) (Grand Coulee Bonekille Rower Administration) (США) [63] дозволило розширити діапазон і підвищити точність регулювання напруги. Застосування ВДТ із подовжнім регулюванням напруги для живлення віддалених терміналів енергетичної компанії «Пасифік Гез енд Електрик» (Pacific Gas and Electric) (Англія) дозволило нормалізувати режим напруги у віддалених споживачів [74].

Крім того, істотні зміни відчувалися у критеріях і параметрах регулювання напруги. Методологічною основою розрахунку параметрів режиму стали імовірнісні моделі елементів мережі [53]. Проте, як засвідчили результати досліджень [76], значні варіації навантажень на добовому, тижневому і річному інтервалах обумовлюють широкі межі зміни імовірнісних характеристик напруги. Тим самим обумовлюється недостатня достовірність отримуваних результатів і ефективність уживаних на їх основі технічних рішень. Отже, стосовно СЕП міст, графіків навантажень споживачів, що відрізняються високою неоднорідністю, і пов'язаною з нею значною варіацією імовірнісних характеристик, потрібне подальше вдосконалення методологічних основ керування режимами розподільних електричних мереж щодо врахування змінності імовірнісних характеристик процесу на інтервалах його повторюваності у цілому. Крім того, результати виконаного аналізу свідчать про наявність проблеми регулювання напруги в СЕП міст і неможливість її вирішення у межах існуючої концепції централізованого регулювання. Для вирішення вказаної проблеми на сучасному етапі необхідно вдосконалення системи, методологічних і технічних основ регулювання напруги в СЕП міст. Основні напрями вирішення проблеми:

- урахування імовірнісного характеру зміни параметрів режиму;
- врахування багатокритеріальності завдання;
- децентралізація розміщення засобів регулювання напруги;
- автоматизація процесу регулювання.

### 1.2.2 Компенсація реактивної потужності

Останнім часом в Україні, а також державах ближнього і далекого зарубіжжя значно збільшився інтерес до питань компенсації реактивної потужності, що є найважливішим чинником енергозбереження. Тільки по Україні усунення перетікань реактивної потужності в мережах у змозі забезпечити щорічну економію близько 150 млрд. кВт·год електричної енергії або близько 50 млн т.у.п. [77]. Велика протяжність РМ обумовлює значні втрати напруги і потужності в мережах під час пропускання навіть незначної кількості реактивної потужності, тому в РМ доцільна повна компенсація реактивної потужності, крім того близько 50 % на боці низької напруги [35].

Дослідженню режимів реактивної потужності в СЕП міст присвячені роботи М. Л. Аберсона [55] і Ю. С. Железко [76, 77], В. В. Зоріна, Ю. В. Щербини [185] та інших авторів. У більшості робіт зазначалося, що в період максимуму навантажень СЕП міст коефіцієнт потужності в РМ близький до одиниці, тому необхідності в компенсації реактивної потужності в мережах практично не виникає. У той же час, оцінка реального положення в діючих мережах говорить про інше. Неухильне зростання чисельності міського населення, насичення побуту електроприладами і розширення об'єму послуг для населення, зумовило щорічне зростання електроспоживання міст при випереджаючому зростанні споживання реактивної потужності, викликаному зростанням мілкодвигунного навантаження міст. Крім того, за останні роки виявилися тенденції зростання кількості місцевих одно- і двозмінних підприємств із приєднаною потужністю до 100 кВА, на яких не поширюється шкала знижок і надбавок за  $\cos \phi$ , і які тому не оснащуються пристроями компенсації реактивної потужності, чим значно погіршують коефіцієнт потужності РМ.

Це також стосується і суспільно-комунального сектора, де значну долю навантаження складають освітлювальні розрядні лампи. Широке застосування вискоефективних розрядних ламп для освітлення громадських будівель і комунально-побутових установ значно збільшило перетікання реактивної потужності в мережах. Сьогодні у вуличному освітленні міст використовується до 80 % розрядних ламп, для освітлення громадських будівель — до 70 %, житлових приміщень — до 15 %. До того ж значення  $\cos \phi$  для ламп вуличного освітлення знаходиться на рівні 0,4 — 0,6; для освітлення громадських будівель і комунально-побутових установ — 0,6 — 0,8 і житлових приміщень — 0,4 — 0,5 [8].

Особливо швидкими темпами йде обладнання квартир побутовими електроприладами (холодильниками, пральними машинами, пылесосами,

кухонними машинами, аудио- і відеотехнікою). За останніх 10 років за даними ХНУМГ ім. О. М. Бекетова оснащення квартир побутовою електротехнікою збільшилося в 5-7 разів. У перспективі ці тенденції зберігатимуться [3, 8]. Оскільки побудова техніка має або тривалий або цілодобовий режим роботи, що характеризується перевантаженням дрібно моторного навантаження, яке, зі свого боку, істотно впливає на значення  $\cos \varphi$  мереж (табл.1.10). За даними [8] середньозваженого значення  $\cos \varphi$  у розподільних мережах 6-10 кВ міст нині знаходиться на рівні 0,75 — 0,85, а в години денного і нічного провалів навантажень опускається ще нижче (табл.1.11).

Таблиця 1.9 — Значення  $\cos \varphi$  та  $\operatorname{tg} \varphi$  для найбільш розповсюджених побутових електроприладів

Найменування	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
Холодильник компресорний	0,52-0,56	1,65-1,43
Пральна машина	0,7	1,0
Пилосос	0,7	1,0
Телевізор	0,9	0,49
Міксер	0,7	1,0

Таблиця 1.10 — Значення  $\operatorname{tg} \varphi$  у розподільних електричних мережах [8]

Режим навантаження	Значення $\operatorname{tg} \varphi$ по країнам					
	Англія	Бельгія	Франція	Польща	Італія	США
Максимум	0,40	0,63	0,60	0,75	0,74	0,75
Мінімум	0,50	0,70	1,0-0,7	0,50	0,77	1,0

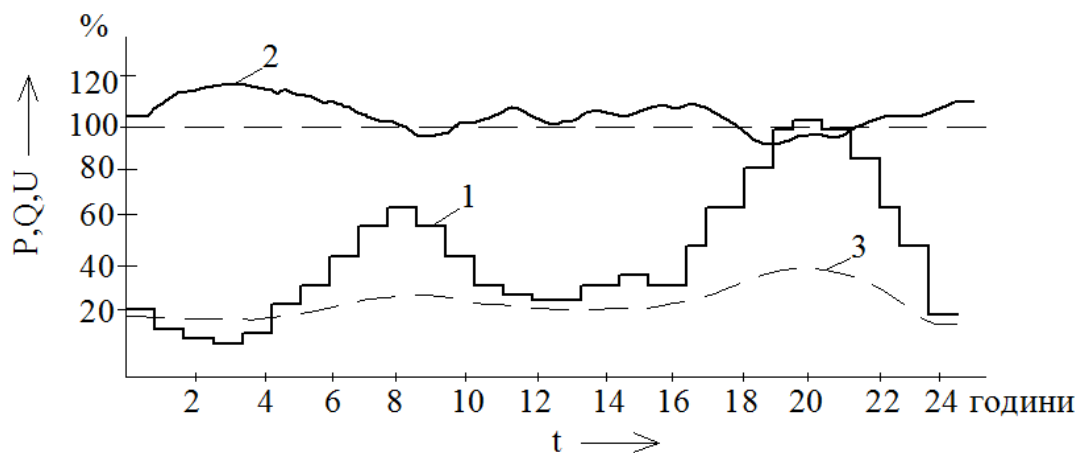


Рисунок 1.14 – Графіки зміни напруги  $U$ , активної  $P$  та реактивної  $Q$  потужності на шинах ННТП  $P=f(t)$ ; 2 -  $U=f(t)$ ; 3-  $Q=f(t)$

У майбутньому, у зв'язку із зростанням застосування дрібномоторного і вентильного навантаження, варто чекати подальшого зниження  $\cos \phi$  у розподільних електричних мережах міст.

Основні причини такого положення:

- зростання величини й імовірнісний характер споживання реактивної потужності споживачами СЕП міст;
- відсутність технічного і методологічного забезпечення заходів щодо компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах;
- низька ефективність застосування косинусних конденсаторів для компенсації реактивної потужності в РМ у зв'язку з відмінністю законів регулювання напруги і реактивної потужності.

Його наслідки:

- значні втрати напруги і потужності в мережах;
- зниження навантажувальної здатності устаткування і мереж;
- зниження ЯЕ у споживачів.

Зважаючи не те, що більшість міст отримують живлення від віддалених джерел через декілька ступенів трансформації, пропускання реактивної потужності по мережах супроводжується значним їхнім перевантаженням, втратою напруги і потужності в них. Для таких випадків [55] може бути визнана доцільною повна компенсація реактивної потужності. Саме таким шляхом пішли більшість держав Західної Європи, Америка і Японія. Співвідношення між встановленою потужністю генерувальних і компенсувальних джерел у них зараз знаходиться у співвідношенні 1:1.

Такому результату передувала велика дослідницька робота, а також значні інвестиції в енергетику, передусім у її верхні рівні (мережі 110 кВ і більше). Інвестиції у ці мережі в США на 1995 р. склали 800 млн доларів на 530 тис. МВт на 1 км мереж. До 2020 р. обсяг інвестицій має збільшитись до 940 млн доларів [80]. Зараз втрати потужності в мережах вищої напруги США складають 4 %. Цьому неабиякою мірою сприяло застосування нових технологій управління потоками ЕЕ, в основі дії яких лежить зміна величини і кута напруги у вузлах навантажень СЕП. Для зазначених цілей компанією «Вестінгуз» (Westinghouse) (США) спільно з «ІПДІ» (EPDI) здійснена розробка і освоєно виробництво універсальних розподільників «Статком» (STATCOM), які якнайповніше відповідають розглянутим вимогам. Їхня експлуатація на ПС «Сюлліван» (Sullivan) (м. Теннесі, США) з 1995 р. дозволила істотно підвищити економічність і якість роботи мереж, а також відмовитися від будівництва нових ліній і підстанцій завдяки підвищенню ефективності роботи існуючих [9].

Із аналогічною метою в Англії і Уельсі широко застосувалися фазокеровані ВДТ, розроблення і виготовлення яких здійснила компанія «Пібл – Електрик» (Peeble – Electric), що входить в «Рольс- Роуз Ідастріал Повер груп» (Rolls - Royce Industrial Power Group), що виконувала замовлення електроенергетичної компанії «Нешіонал Грид» (National Grid) (Великобританія) [11]. Із 1990 р. розпочато широке застосування ВДТ національною мережевою компанією Великобританії. Із 1993 р. ВДТ встановлені в СЕП м. Стокбридж на ПС «Легаси, Фувиет» (Legacy, Fyvie) та ін. [12].

Незважаючи на значні успіхи у вирішенні питання компенсації реактивної потужності в мережах вищої напруги, привертає увагу достатньо високе значення втрат потужності в мережах середньої і низької напруги, що складають відповідно 8 % і 12 % [19]. Наслідком такого положення є те, що тарифи на передачу ЕЕ в мережах вищої, середньої і нижчої напруги в США складають відповідно до 0,06; 0,1 і 0,16 доларів за 1 кВт·год. Отже останніми роками все більше уваги приділяється компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах середньої і низької напруги. Компенсація реактивної потужності в РМ є зараз основним напрямом енергозбереження в СЕП міст [80].

Основні складові її ефективності:

- зниження втрат ЕЕ в мережах енергосистем, викликане зменшенням перетікань активної і реактивної потужностей;
- зниження витрати ЕЕ на технологічні потреби, викликане поліпшенням ЯЕ в мережах споживачів;
- підвищення терміну служби енергетичного устаткування, викликане поліпшенням ЯЕ в них.

Досвід роботи багатьох енергосистем світу [18, 80, 82] свідчить про те, що найбільш дієвим засобом підвищення ефективності роботи мереж, а також передачі і розподілу ЕЕ, є використання гнучких систем електропередачі змінного струму (англ. FACTS). Їхня робота, залежно від умов експлуатації, ґрунтується на застосуванні:

- регульованих конденсаторів;
- статичних тиристорних компенсаторів (СТК);
- вольтододавальних трансформаторів.

Досвід використання гнучких систем змінного струму в США, Англії, Німеччині [9, 11, 81] свідчить про те, що сферою застосування гнучких систем, побудованих на базі конденсаторів і СТК, є такі:

- системи електропостачання дугових печей і прокатних станів;
- системи електропостачання гірних споживачів;



- живлення потужних сільськогосподарських електроприводів.

Умови їхнього застосування:

- висока швидкість зміни режиму електроспоживання;
- низьке значення коефіцієнта потужності;
- високий рівень корельованості режимів напруги і реактивної потужності;
- нелінійність навантажень.

Як свідчать результати аналізу, особливостями експлуатації РМ міст є такі:

- високий рівень неоднорідності графіків навантажень споживачів, що обумовлює необхідність застосування засобів індивідуального і групового керування малої та середньої потужності на напругу 6-10 і 0,4 кВ, що істотно знижує ефективність систем на базі СТК;

- слабка кореляція графіків активної і реактивної потужностей, що робить малоефективним вирішення проблеми за допомогою конденсаторів поперечного включення і СТК;

- широкий діапазон зміни навантаження в часі, що обумовлює наявність в одній і тій самій точці мережі в різні моменти часу відхилень і коливань напруги різного знаку.

Зважаючи на вищенаведене, у цих умовах застосування гнучких систем, побудованих на базі регульованих конденсаторів або СТК, є технічно можливим або неможливо здійснити технічно, до того ж не є економічно доцільним, а крім того, економічно доцільним. Зрозуміла також необхідність вдосконалення гнучких систем (ГС) на основі використання нових структур і принципів керування, режимів, що враховують особливості, і параметри РМ міст.

Отже завданням сьогодення є розроблення наукових основ і аналіз умов застосування гнучких систем змінного струму, що містять плавнорегульовані ВДТ з електронним керуванням, з метою виявлення умов їх ефективної роботи у складі РМ міст як підсистем міського господарства, з одного боку, і енергетичних систем, з іншого.

### 1.2.3 Технічні засоби керування режимами роботи РМ міст

Для керування режимами РМ міст використовуються найрізноманітніші технічні засоби [26]. Насамперед, це силові і вольтодобовальні трансформатори, силові конденсатори, статичні компенсатори та системи на їх основі. Силові конденсатори і статичні компенсатори в міських електричних мережах не знайшли широкого застосування, зважаючи на неможливість

узгодження законів регулювання напруги і реактивної потужності. Зважаючи на це, зараз найпоширенішими технічними засобами управління режимами міських електричних мереж є силові і вольтододавальні трансформатори, що забезпечують керування режимами роботи мереж по одному параметру — середньому значенню відхилень напруги трьох фаз. Крім того, з огляду на те, що трансформатори з перемиканням без збудження (ПБВ) допускають тільки сезонні зміни коефіцієнта трансформації, вони не можуть розглядатися як засоби регулювання напруги. Таким чином, основними технічними засобами керування режимами роботи РМ міст лишаються трансформатори з РПН і вольтододавальні трансформатори [37].

Силові трансформатори з РПН традиційно застосовуються для регулювання напруги в точці приєднання живильних або розподільних мереж. Економічна ефективність роботи таких трансформаторів залежить від їхньої вартості і діапазону регулювання напруги. Вона тим вище, чим більше відхилення напруги в мережах (тобто, чим ширше діапазон регулювання напруги). Порівняльний аналіз питомих економічних показників регульованих трансформаторів свідчить, що питомі витрати на регулювання напруги різко збільшуються із зменшенням потужності (рис. 1.15) [27]. Це пояснюється достатньо високою вартістю РПН, мало залежною від потужності трансформаторів, і обумовлює їх застосування на трансформаторах великої і середньої потужності. У зв'язку з цим широкі можливості відкриває застосування ВДТ. В Україні і державах СНД до теперішнього часу ВДТ застосовувалися виключно для компенсації втрати напруги в мережах 6-10 кВ у вигляді нерегульованих трансформаторів з глухим приєднанням («глухих бустерів»). В. Г. Холмським, В. В. Зоріним, Б. В. Колісниченко, Н. К. Архиповим була обґрунтована необхідність широкого застосування таких трансформаторів у міських електричних мережах [35-47]. Доведено, що установка ВДТ у ЦЖ у змозі забезпечити повну розв'язку режиму напруги в мережах 6-10 кВ для неоднорідних груп споживачів і розширити діапазон зустрічного регулювання напруги. До такого ж висновку дійшов учений Я. Д. Баркан який стверджує, що «лінійні регулятори напруги в найближчому майбутньому безперечно матимуть широке застосування» [67].

Аналогічною є ситуація з регулюванням напруги і в країнах дальнього зарубіжжя. Найбільш яскравим прикладом такого підходу є енергетика США, яка характеризується наявністю протяжних навантажених мереж (у багатьох випадках повітряних). Техніка регулювання напруги розвивалася в них шляхом широкого застосування ВДТ для централізованого і місцевого регулювання напруги. До Другої світової війни процес регулювання напруги здійснювався переважно застосуванням ступінчастих ВДТ із РПН [82]. Подальше зростання

навантажень у майбутньому спричинило широке застосування ВДТ. У результаті ВДТ із РПН стали важливим засобом регулювання напруги в СЕП міст США, що витіснили трансформатор із РПН. Так само вирішуються питання регулювання напруги в СЕП міст України і держав СНД. Велика протяжність мереж і їх збільшуваного навантаження, у поєднанні з низькою ефективністю і високою вартістю РПН на трансформаторах ЦЖ, роблять усе більш актуальним застосування ВДТ для централізованого (частіше диференційованого) або місцевого (зазвичай групового) регулювання напруги в мережах.

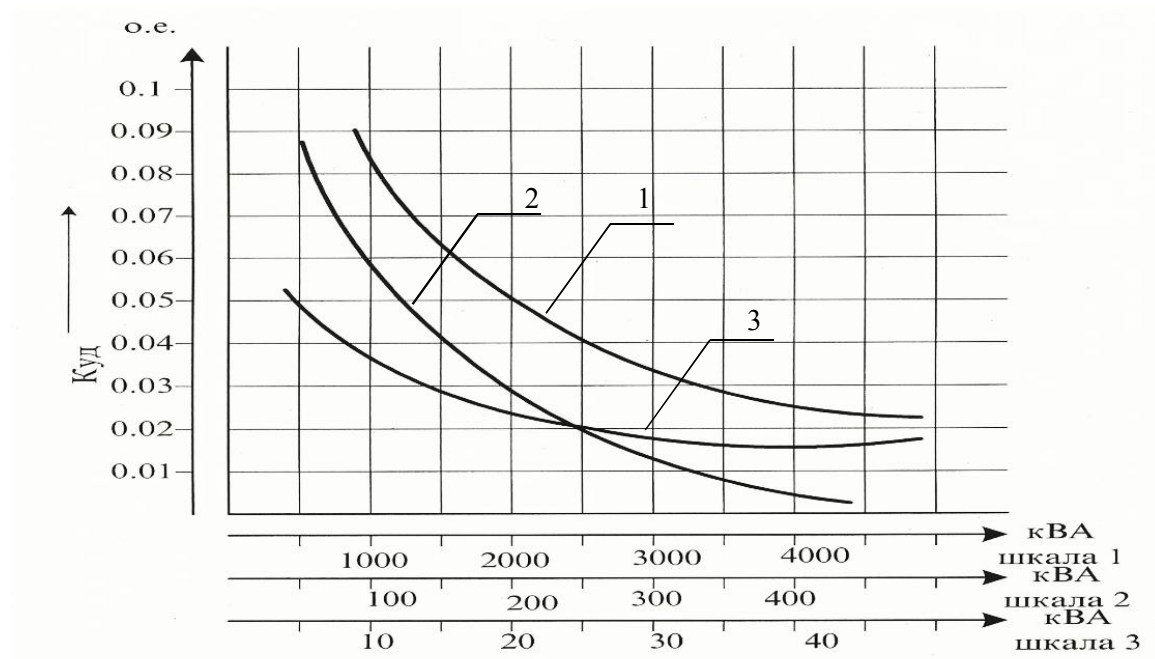


Рисунок 1.15 – Подорожчання трансформаторів із регулюванням напруги під навантаженням порівняно з нерегульованими трансформаторами в залежності від їхньої потужності  $S_{тр}$ :

- 1 – для трансформаторів 35/6 – 10 кВ (шкала 1);
- 2 – для трансформаторів 110/35 кВ (шкала 2);
- 3 – для трансформаторів 10/0,4 кВ (шкала 3)

У країнах Європи і Японії застосовуються переважно ВДТ однофазної конструкції, що якнайповніше відповідають умовам індивідуального регулювання напруги. На відміну від цього, у США ширше застосовуються трансформатори трифазної конструкції, що складають основу групового і централізованого регулювання напруги. У той же час специфікою розподільних мереж міст США є високий рівень дроблення трансформаторної потужності, викликаний масовим переходом на котеджну забудову, що обумовлює велику

частку малопотужних, зокрема однофазних трансформаторів 11/0,4 кВ. Отже у СЕП міст США достатньо широко застосовуються і ВДТ однофазної конструкції, виробництвом і застосуванням яких займаються здебільшого японські і німецькі фірми (Філіпс, Ауді денки, Міцубісі денки, Фудзі денки та інші), що займають, поза сумнівом, передове місце.

Досвід застосування ВДТ у складі гнучких систем змінного струму засвідчив їхню високу ефективність. Так, наприклад, застосування з 1990 р. національними мережевими компаніями Англії і Уельса фазоперемикальних швидкодійних ВДТ у складі гнучких систем дозволило збільшити пропускну здатність наявних мереж, підвищивши тим самим ефективність і якість електропостачання споживачів [11]. Використання енергетичною компанією «Нешіонал Грід Ко» (National Grid Co) (Великобританія) потужних ВДТ, що виготовляються компанією «Пібл Електрік Павер Груп» (Peeble Electric Power Group), що входить в «Холс – Роус Індастріал» (Holls - Royse Industrial) дозволило завдяки підвищенню пропускну здатності мереж, забезпечити споживання ЕЕ без реконструкції мереж [12]. Забезпечення збільшеного електроспоживання м. Чикаго (США), досягнутого без будівництва нових ліній і підстанцій тільки завдяки підвищенню ефективного використання існуючих мереж шляхом використання фазоповоротних ВДТ [16]. Використання фазорегульованих ВДТ для комплексного вирішення питань регулювання напруги і компенсації реактивної потужності в мережах Німеччини [10] забезпечило економію ЕЕ в розмірі до 1,7 - 4,2 % у рік. У Західній енергосистемі США для усунення великих перетікань потужності, що досягають у низці випадків 50 - 75 %, набули поширення фазоповоротні ВДТ, що забезпечують зрушення додаткової ЕРС на  $+60^\circ$ ,  $-30^\circ$  [59]. На електричній станції Гранд Кулі (США) набули поширення, розроблені «Буреа оф Рекламеншен» (Bureau of Reclamation) за замовленням «Боббевиле Павер Администрейшен» (Bobbeville Power Administration) вольтододавальні модулі [63]. Існують дані про застосування ВДТ для подовжньо-поперечного регулювання напруги в РМ Китаю [84], Болгарії та інших країнах. Проте застосування ВДТ зараз обмежується мережами вищої (110 кВ і більш) напруги, у яких достатнім є застосування ступінчастого регулювання напруги за допомогою РПН. СЕП міст вимагають плавного регулювання модуля і фази додаткової ЕРС, викликаного малим значенням втрати напруги, що допускається, і низьким значенням  $\cos \phi$ , а також підвищеними вимогами споживачів до ЯЕ.

Аналіз відомих схем ВДТ із плавним регулюванням напруги [56] свідчить про їхню низьку ефективність, викликану високою питомою вартістю пристроїв, їхнього великою масою і габаритами. Це істотно зменшує

можливість їхнього застосування в СЕП міст, що відрізняються високим рівнем невизначеності місця і широким діапазоном зміни параметрів режиму. Кращі техніко-економічні показники мають пристрої з електронним управлінням. Поєднання в них переваг магнітної і напівпровідникової техніки дозволяє вирішувати простими і зручними засобами питання плавного безконтактного регулювання напруги в широких межах. А послідовне з'єднання вольтододавальної обмотки ВДТ з навантаженням обумовлює пропускання через трансформатор тільки додаткової кількості енергії, чим забезпечується поліпшені масогабаритні і вартісні показники ВДТ.

Проте робота ВДТ спільно з електронними керувальними елементами має низку особливостей, пов'язаних із характером зміни модуля, фази і гармонійного складу ЕРС та струмів в обмотках [88]. Урахування зазначених особливостей істотно важливе для забезпечення умов надійної і економічної роботи ВДТ і мереж. Аналіз робіт, присвячених цьому питанню, свідчить про те, що робота ВДТ у них розглядається спрощено, за аналогією із звичайним трансформатором, без урахування особливостей схеми приєднання і способу регулювання напруги. Це не дозволяє врахувати широкий діапазон зміни магнітного стану ВДТ, модуля, фази і гармонійного складу ЕРС на затискачах обмоток і електронних елементів. Тим самим істотно знижується надійність, погіршуються техніко-економічні показники трансформатора і мережі.

Для визначення умов надійної і економічної роботи ВДТ необхідне дослідження процесів на математичній моделі, що враховує особливості схеми з'єднання ВДТ, нелінійність і можливість глибокого насичення магнітної системи. Нелінійність характеристик ВДТ у поєднанні з глибоким насиченням його магнітної системи обумовлює появу у ВДТ нових властивостей, які відсутні у звичайних трансформаторів. Це стосується насамперед характеру зміни модуля і фази ЕРС і струмів в обмотках ВДТ. Урахування цих властивостей дозволяє визначити умови надійної і економічної роботи трансформатора в квазістаціонарних і перехідних режимах, розробити ефективні способи регулювання і управління.

Виконаний аналіз технічних засобів управління режимами роботи РМ міст дозволяє зробити висновок про відсутність у номенклатурі технічних засобів достатньо мобільних малогабаритних пристроїв багатофункціонального призначення, здатних інтегруватися в існуючі системи автоматизованого управління режимами роботи мереж 6-10/0,38 кВ. Найбільш повно зазначеним завданням відповідає застосування ВДТ з електронним управлінням. У цьому випадку можливість установа їх у будь-якій точці мережі у поєднанні з поліпшеними масогабаритними і вартісними показниками, а також високим рівнем автоматизації управління створюють умови для успішного інтегрування

їх в існуючі системи управління режимами роботи СЕП міст. Крім того, високий рівень автоматизації створює умови для їхньої успішної адаптації до сучасних систем управління будь-якого рівня складності. Однак успішне застосування ВДТ у СЕП міст стримується недостатньою вивченістю проблеми.

Основними питаннями, що вимагають вирішення, є такі:

- за якими принципами повинні будуватися схемні й математичні моделі ВДТ;
- яким має бути схемне й конструктивне виконання ВДТ щодо класу певних завдань;
- які способи мають бути покладені в основу регулювання напруги ВДТ;
- за яким принципом повинна будуватися система управління ВДТ;
- за допомогою яких критеріїв повинне здійснюватися оцінювання якості регулювання;
- за якими параметрами необхідно здійснювати контроль і оцінку режимів ВДТ.

#### 1.2.4 Автоматизація управління режимами розподільних мереж

Автоматичне управління технологічними процесами виробництва, передачі і розподілу ЕЕ в СЕП міст здійснюється нині практично тільки на її верхніх рівнях (рис. 1.16).

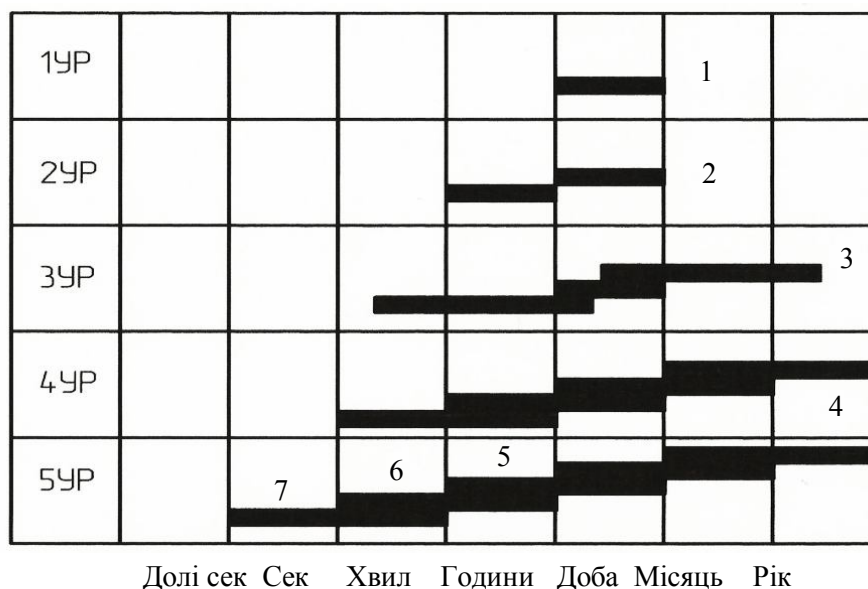


Рисунок 1.16 – Структурно-тимчасова декомпозиція функцій управління: 1 – виявлення і локалізація ушкоджень, 2 – автоматичне регулювання і керування, 3 – оперативне управління, 4 – відновлення електропостачання, 5 – поточне планування, 6 – перспективне планування, 7 – облік

Це здебільшого автоматичні пристрої локальної дії, що здійснюють тільки функції автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації (АРКТ) трансформаторів, із РПН або реактивної потужності батарей статичних конденсаторів, що встановлюються на ЦЖ. В окремих випадках на енергетичних об'єктах особливої важливості (переважно електричних станціях, рідше — підстанціях) застосовуються системи автоматичного управління нормальними (САУ НР) або аварійними (САУ АР) режимами. Це переважно централізовані системи автоматичного регулювання частоти і реактивної потужності (ЦСАРЧМ), напруги (ЦСАРН) або запобігання порушенню стійкості (ЦСАПНУ). Останнім часом у СЕП міст найбільшого поширення почали набувати системи автоматизованого управління. Передусім це системи автоматизованого диспетчерського керування (АС ДУ), рідше — системи автоматизованого управління технологічними процесами (АСУ ТП).

На нижніх рівнях СЕП міст застосовуються переважно системи ручного управління. В окремих випадках застосовуються системи дискретного логічного управління. У той же час, на ефективність роботи СЕП міст визначально впливають режими роботи саме елементів нижнього рівня — розподільних електричних мереж середньої і низької напруги, які мають найбільшу протяжність і до яких безпосередньо під'єднана основна маса споживачів. Отже, найважливішим напрямом підвищення ефективності використання ЕЕ в СЕП міст є автоматизація управління режимами РМ середньої і, особливо, низької напруги.

Повноцінне оперативне управління розподільними електричними мережами міст зараз істотно ускладнене у зв'язку з їх великою протяжністю і наявністю значної кількості ліній і вузлів. Через це вирішується тільки та частина завдань керування режимами розподільних електричних мереж, яка стосується циклів із великим періодом обертання інформації (перспективного, річного і короткострокового планування)[26]. Та ж їхня частина, що стосується циклів із малим періодом обертання інформації (оперативного і технологічного управління), вирішується лише на інтуїтивно-емпіричній основі на рівні дискретного ручного або автоматичного управління окремими видами устаткування. Це є причиною значного зниження ефективності роботи мереж і підключених до них електроприймачів. При цьому низький рівень автоматизації, неповнота і невисокий рівень достовірності первинної інформації значною мірою знижують якість управління мережами і ефективність використання ЕЕ у них.

Системи управління нижнього рівня є самостійним шаром, завдання якого полягає в стабілізації технологічних параметрів процесу поблизу їх заданого значення. Істотний недолік таких систем, зважаючи на жорстку

структуру і фіксоване значення параметрів налаштування автоматичних регуляторів, полягає в тому, що протягом тривалого часу вони працюють без урахування мінливості динамічних і статичних характеристик технологічного об'єкту управління. Тим часом, дослідженнями встановлено [5, 8, 75], що характеристики РМ змінюються в широких межах залежно від коливань добового, тижневого або сезонного графіків навантажень, а також під дією великої кількості експлуатаційних чинників, що виявляються в процесі тривалої роботи устаткування і мереж. Унаслідок цього налаштування автоматичних систем і структури регуляторів (П, ПИД, ІІ та ін.), які були оптимальними в початковий його період роботи, не забезпечує належної якості регулювання в його середині або наприкінці.

Існують два способи усунення цього недоліку. Перший полягає в ручному підрегулюванні налаштувань і структури пристроїв за результатами визначення статичних і динамічних характеристик. Другий — у передачі функцій щодо ідентифікації об'єкта і розрахунку налаштувань автоматичним пристроєм. Ручний спосіб вимагає великих витрат часу і малоефективний, особливо за великої кількості об'єктів або змінних режимах роботи обладнання. Обидва чинники одночасно наявні в практиці експлуатації СЕП міст. Вирішення ж завдання оптимізації режимів роботи СЕП міст за допомогою автоматичних пристроїв позбавлене недоліків ручного способу, але вимагає деякого ускладнення системи управління у цілому. Аналіз робіт, присвячених цьому питанню, свідчить про наявність у світовій практиці управління режимами роботи СЕП міст тенденцій автоматизації, які необхідно враховувати під час вирішенні завдань управління.

Лідируюче положення у сфері автоматизації процесів виробництва, передачі і розподілу ЕЕ займає промислова група «Шейдер» (Scheider) (Франція), до складу якої входять фірми: «Мерлін Герін» (Merlin Gerin), «Телемеханікою» (Telemecanique), «Скьюар Д» (Squar D) і «Ес Пі Ай Батибол» (SPI Batibol). Загальними зусиллями цих організацій налагоджено виробництво великої кількості багатофункціональних пристроїв у поєднанні з цифровими інтелектуальними модулями «Сепам» (Sepam) (щити «Мастерблок» (Masterbloc), «Призма» (Prisma); розподільні шафи «Пракма» (Praqma), «Опале» (Opale); автоматичні вимикачі з мікропроцесорною системою керування «Мастерпакт» (Masterpact); адаптивні вимикачі «Дарт» (Durt) і «Диапласт» (Dialpact); автоматичні вимикачі з системою телекерування «Диапласт» (Dialpact), «Компакт» (Compact) і «Інтерпакт» (Interpact); інтелектуальні споживчі модулі «Мульти 9» (Multi 9), «Айсис» (Isis) та інші). Їхнє застосування у поєднанні з автоматичними системами керування в змозі забезпечити достатньо високу якість керування мережами.



У сфері програмного забезпечення систем автоматичного керування провідне положення займає компанія «Хевлетт Пакард» (Hewlett – Packard), яка розробила систему RTAR у вигляді інтегрованої системи керування енергооб'єктами. Система забезпечує контроль і керування об'єктами від невеликої підстанції до великої енергомережі. RTAR працює на комп'ютерах з операційною системою UNIX компаній «Дігітал» (Digital), «Хевлетт Пакард» (HP), «Ай Би Ми» (IBM) і «Сан Мікросістемз» (Sun Microsystems). Прикладом практичної реалізації системи RTAR для керування електромережами є розробка компаній «Консолідатед Едісон» (Consolidated Edison) комплексу програм для контролю і управління лініями електропередач. Система впроваджена в 1995 році для керування електропостачанням основних районів «Великого» Нью-Йорка. Перша черга проекту реалізована в Брукліні, наступні в Куїнсі, Стейтен-Айленді, Бронксі та ін. Система здійснює керування параметрами режиму (значеннями напруги, струмів і потужностей у вузлах навантажень) діючи на регулювальні і компенсувальні пристрої. Як апаратна платформа в АСУ Con Ed реалізовані робочі станції Hewlett-Packard типу HP9000 s715.

Прикладом реалізації системи RTAR для керування електроспоживанням окремих споживачів є проект, реалізований «Сіменс» (Siemens) для «Банкомер» (Bancomer) (Мехіко-Сіті, Мексика) - найбільшою банківською компанією Мексики. Система здійснює контроль з центру керування режимами роботи електричних підстанцій і мереж. Вона забезпечує моніторинг електроспоживання (впроваджено в 1995 р.) і автоматизоване керування підстанціями (проект у роботі). У розробленій АСУ компанією «Сіменс» (Siemens H1) використано програмне забезпечення для UNIX HP RTAR.

Аналогічні системи застосовані для керування електропостачанням корпорації «Боїнг» (Boeing) в Сієтлі (штат Вашингтон, США), здійснену групою «Коммерсиа Аєрплен» (Commercial Airplane) (EMES - Energy Management Control System) для свого виробництва в місті Аубрум (штат Вашингтон, США). Виробничий комплекс об'єднує 75 будівель і розміщується на 522 акрах. На території комплексу раніше були локальні системи автоматизації контролю і управління окремими будівлями. Для керування електропостачанням усього комплексу «Боїнг» (Boeing) застосувала інтегровану систему EMCS. Система орієнтована на керування високовольтним устаткуванням (HVAC), освітленням і електроспоживанням, збір даних про параметри режиму і передачу їх на диспетчерський пункт. У зв'язку з обмеженням електроспоживання на 10 - 25 %, викликаним обмеженими можливостями місцевих систем електропостачання, система EMCS здійснює

самостійне регулювання і обмеження електроспоживання. EMCS побудована за ієрархічним принципом і включає контрольно-вимірювальне устаткування і ЕОМ. Управляючи високовольтним устаткуванням, пристроями контролю і управління, система здійснює керування електроспоживанням без вимкнення. Система має два рівні. Системи керування на верхньому рівні забезпечують збір даних і централізоване оптимальне управління. Системи керування на нижніх рівнях здійснюють управління режимами роботи СЕП окремих будівель. Вони можуть працювати автономно або у взаємодії з верхніми рівнями. На нижніх рівнях сукупність включає систему контрольно-вимірювальних приладів, контролерів і мікропроцесорів високовольтного устаткування.

Свій подальший розвиток система отримала під час керування мережами Мехіко (Мексика), компанії «Лайваком» (Liwascomm) (Німеччина) та ін. У функції таких систем управління входить контроль і керування станом електричних апаратів, значенням напруги, струмів і потужностей. У результаті її застосування компанією «Боїнг» (Boeing) вдалося уникнути несанкціонованих відключень своїх споживачів внаслідок перевитрати ЕЕ, а компанією «Лайваком» (Liwascomm) отримана економія коштів у розмірі 375 000 доларів завдяки зниженню пікових навантажень. Крім того, державна електромережа компанія «Комисион Федерал де Електрикал» (Commisison Federale de Electrical) (CFE, місто Мехіко), що виробляє більше ніж 120 МВт·год електроенергії, спільно з компаніями «Сіменс» (Siemens), «Аллен-Брадлей» (Allen – Bradley), «Сіпек» (SEPAC), «Нсика» (NSCA), «Хевлет – Паскерд» (Hewlet – Packard) та ін. в 1995 році здійснили широку програму автоматизації підстанцій. Система забезпечує контроль усіх параметрів режиму підстанцій: напруги, струмів і потужностей на устаткуванні і трансформаторах. Система взаємодіє з контролерами «Сіменс» (Siemens), «Аллен-Брадлей» (Allen – Bradley) і автоматикою фірми «Сіпек» (SEPAC), що дозволило завдяки підвищенню ефективності оперативних рішень, які приймалися, підвищити надійність і якість електропостачання споживачів.

Значною мірою вирішенню завдання автоматизації сприяють апаратні рішення, запропоновані фірмою «Мерлін Герін» (Merlin Gerin), яка пропонує для цього повний діапазон апаратури і устаткування, пристосованого до умов автоматизації. Фірма «Мерлін Герін» (Merlin Gerin) розробила серію устаткування середньої напруги, що забезпечує нарівні з передачею ЕЕ одночасне оброблення інформації і управління. Тим самим забезпечується логічність взаємодії, зв'язок і адаптація режимів роботи устаткування до умов середовища, що змінюються.

Таким чином, проведений аналіз свідчить про наявність усіх даних для техніко-економічної оптимізації режимів СЕП міст. На основі застосування сучасних систем автоматичного управління подальше підвищення ефективності і якості роботи СЕП міст може бути досягнуто завдяки подальшій інтеграції ГС на базі ВДТ у наявні системи контролю і управління мережами. Технічні можливості сучасних керувальних інформаційних систем (програмне і технічне забезпечення) цілком допускають таку можливість. У цьому випадку СЕП міст перетворюються в керувальний інформаційно-вимірювальний комплекс кібернетичного типу, що глобальною метою функціонування якого є оптимальне функціонування СЕП як єдиного цілого.

## 2 МОДЕЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ І РЕЖИМІВ ВДТ

### 2.1 Загальна характеристика ВДТ

У загальному вигляді ВДТ становить поєднання магнітної системи, певної кількості обмоток і електронних ключів (рис. 2.1), об'єднаних у межах однієї простої, складної зосередженої або складної розподіленої (рис. 2.2) структури. Особливості схеми приєднання ВДТ до мережі зумовили те, що в реальному діапазоні зміни параметрів ланцюга первинної і вторинної обмоток значення струму у вторинній (вольтододавальній) обмотці визначається еквівалентним опором мережі навантаження. Це дає змогу вважати, що вторинна обмотка ВДТ підключена до джерела струму [91]. Значення напруги на затисках первинної (керованої) обмотки визначається виключно параметрами живлячої мережі. Отже, можна говорити про те, що вона підключена до джерела напруги. У результаті значення струмів в обмотках ВДТ визначаються параметрами мережі навантаження, а напруги – живильної мережі.

У цих умовах спостерігається значне насичення магнітної системи ВДТ із наступним витісненням частини потоків на шляхи розсіяння і зміною його параметрів і режимів. Отже, для ВДТ характерна залежність модулів і фази ЕДС і струмів в обмотках від стану магнітної системи, визначуваного схемою і конструкцією трансформатора, а також параметрами зовнішньої мережі.

У роботах відомих дослідників, присвячених цьому питанню [16, 73], ВДТ розглядається як лінійна ланка першого порядку з коефіцієнтом передачі по напрузі і струму, однаковим для миттєвих і діючих значень і рівним коефіцієнту трансформації трансформатора. Тим самим виводиться з розгляду таке важливе для експлуатації питання, як зміна зовнішніх характеристик ВДТ із зміною параметрів живлячої і навантажувальної мереж. Крім того, в умовах секціонування обмоток ВДТ кожному можливому стану електронних ключів відповідають певні значення коефіцієнтів передачі окремо по напрузі і окремо по струму. Окрім стану ключів, значення коефіцієнтів передачі залежать ще і від закону їхнього перемикавання в часі, а також стану магнітної системи, що визначається співвідношенням параметрів ланцюга первинної і вторинної обмоток, тому коефіцієнти передачі по діючому і миттєвому значенням відрізняються.

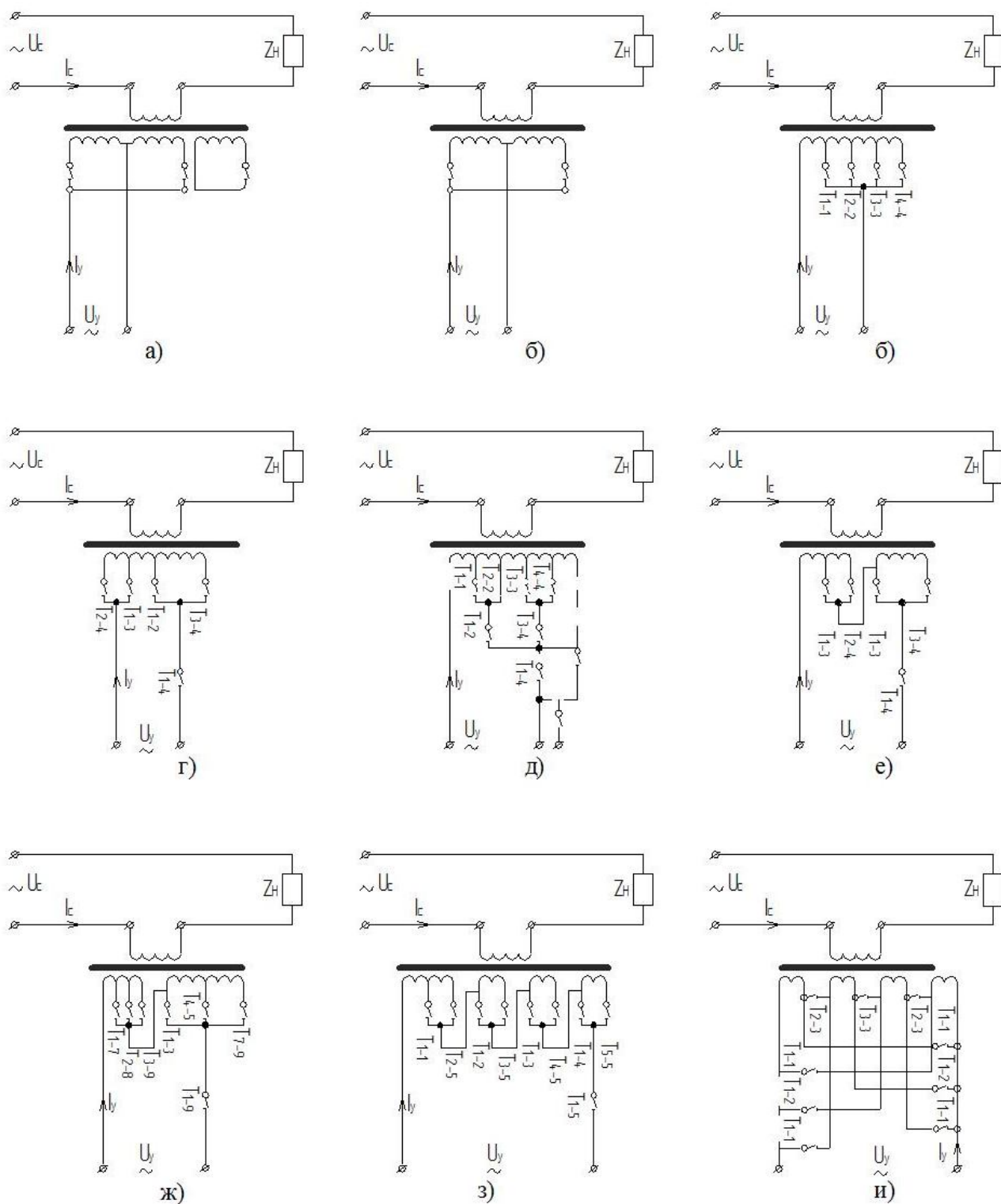


Рисунок 2.1 – Схеми з'єднання обмоток ВДТ :

*а – чотирьохобмотковий; б – трьохобмотковий; (в-и) – двообмотковий;  
 (а, б – без відгалужень; в – із відгалуженнями з одного виводу; г –  
 із відгалуженнями в обох виводах; д – із відгалуженнями і розгалуженою  
 системою ключів; е – кодова подвійна; ж – кодова потрійна; з – кодова  
 одиночна; і – із паралельно-послідовним перемиканням секцій)*

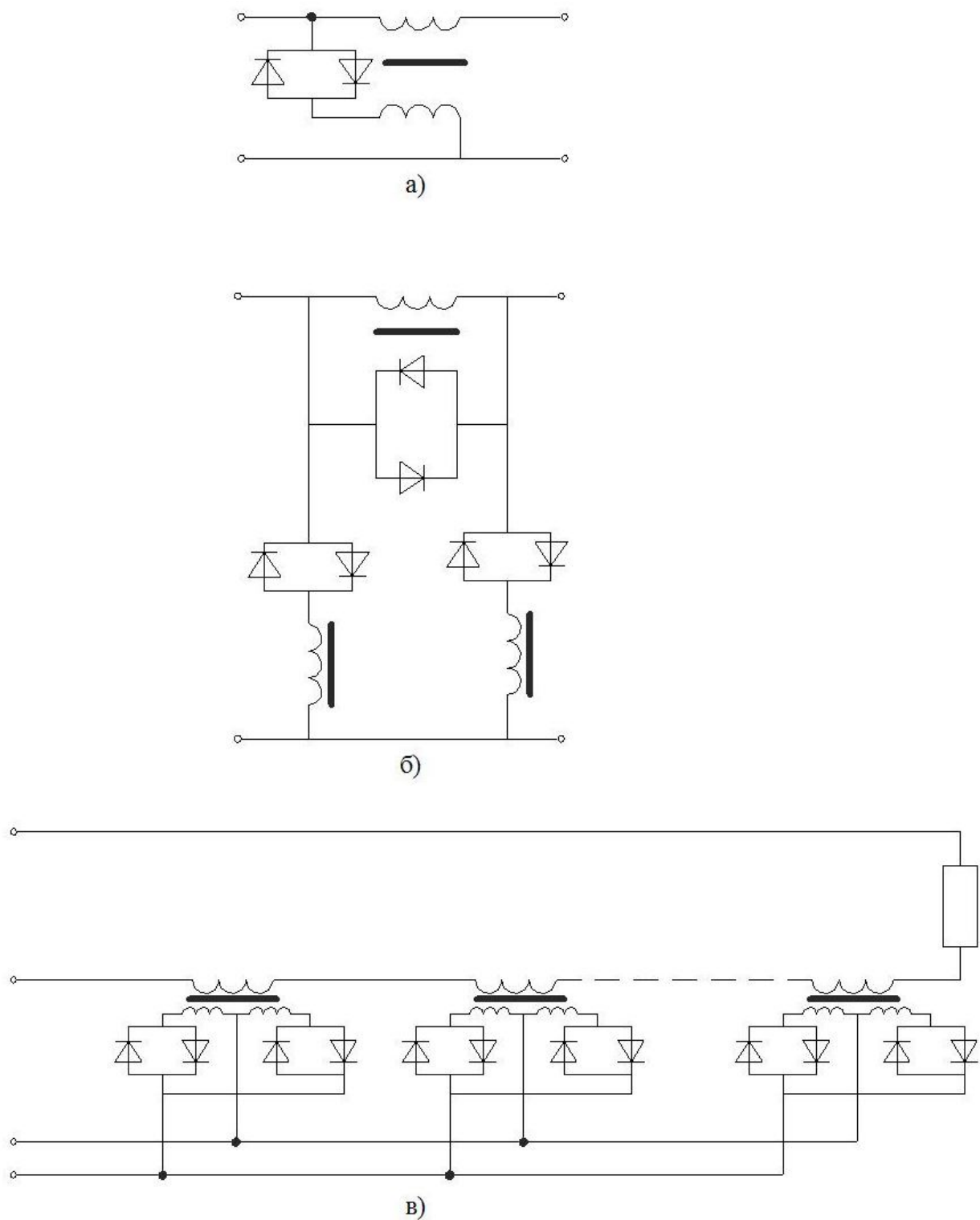


Рисунок 2.2 – Структурне виконання ВДТ :

*а – простий; б – складний зосереджений; в – складний розподілений*

Наявність розглянутих особливостей знижує точність відомих методів і вносить елемент невизначеності до розробки схем і конструкцій ВДТ, способів регулювання і керування ними. Це робить необхідним застосування методів щодо врахування можливості глибокого насичення магнітної системи і

залежності її від параметрів зовнішньої мережі, схеми з'єднання і конструктивного виконання ВДТ.

Моделювання параметрів і режимів простих ВДТ без урахування розглянутих особливостей виконане в [14]. Такі важливі питання, як загальні принципи моделювання параметрів і режимів складних (поодиноких і каскадних) ВДТ з урахуванням живлення їх від двох джерел, з яких одне джерело струму, а інше — джерело напруги, нелінійності і глибокого насичення системи, а також витіснення частини потоків на шляху розсіяння, досі ніким із відомих дослідників ВДТ не розглядалися.

## 2.2 Обґрунтування структури розрахункової моделі складних ВДТ

До основних параметрів ВДТ належать модуль, фаза і гармонійний склад ЕРС і струмів в обмотках. Загалом вони є функціями часу довільної, з фізичної точки зору, форми. Кількісною мірою оцінки розрахунку параметрів режиму є похибка, яка безпосередньо впливає на надійність і економічність роботи ВДТ у статичних і, особливо, у динамічних режимах. Оскільки завдання розроблення і дослідження ВДТ з електронним управлінням належать у цілому до класу багатовимірних і багатокритеріальних, з'являється необхідність обґрунтованого вибору схем розрахунку, що враховують конкретні умови експлуатації і що забезпечують необхідну точність розрахунку за прийнятний час.

У цілому модель перетворення параметрів ЕЕ за допомогою ВДТ може бути подана функціональною схемою, наведеною на рисунку 2.3, де сукупність вхідних параметрів подана безліччю вхідних струмів, напруг і кутів зсуву.

$$\Phi u_2 \in \Phi u_{2k}(t) = \{\Phi u_{21}(t), \Phi u_{22}(t)\}, \quad (s = \overline{1, S})$$

$$U_2 \in u_{2m}(t) = \{u_{21}(t), u_{22}(t), \dots, u_{2m}(t)\}, \quad (m = \overline{1, M})$$

$$\Phi i_1 \in \Phi i_{1k}(t) = \{\Phi i_{11}(t), \Phi i_{12}(t), \dots, u_{2m}(t)\},$$

$$\Phi u_1 \in \Phi u_{1q}(t) = \{\Phi u_{11}(t), \Phi u_{12}(t), \dots, \Phi u_{1q}(t)\}, \quad (q = \overline{1, Q})$$

Сукупність внутрішніх параметрів ВДТ подана безліччю параметрів обмоток, магнітної системи і електронних елементів у вигляді множини:

$$Z_r \in z_{r2}(t) = \{z_{r1}(t), z_{r2}(t), \dots, z_{r2}(t)\}, \quad (r = \overline{1, R})$$

Узагалі, сукупності вхідних, вихідних, внутрішніх і зовнішніх параметрів ВДТ визначають його стани і властивості в кожен момент часу.

До сьогодні під час дослідження ВДТ з електронними елементами застосовувалися дискретні функції, складені з відрізків синусоїд. У зв'язку з нелінійністю магнітної системи і електронних елементів указані моделі не в

зможі адекватно відбивати роботу ВДТ в усіх, особливо динамічних, режимах, чим знижується його надійність і техніко-економічні показники. У таблиці 2.2 приведені принципові схеми ВДТ, що найчастіше зустрічаються, і аналітичні вирази, що описують процеси в них; у таблиці 2.1 – результати розрахунку параметрів режиму ВДТ із застосуванням відомих методів [86].

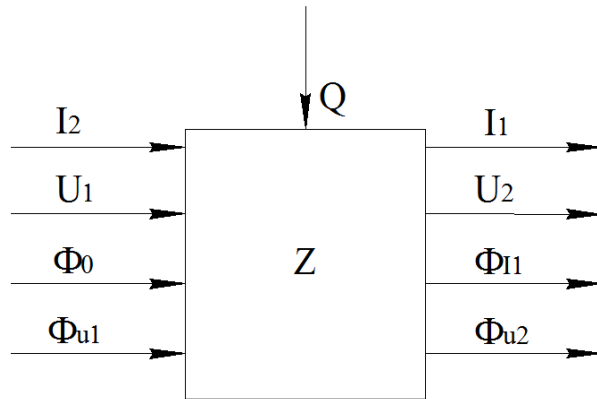


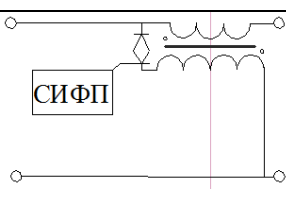
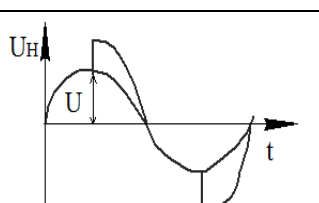
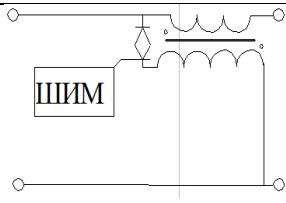
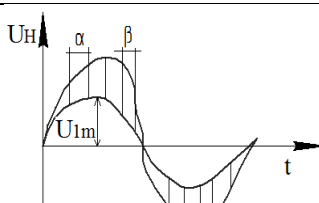
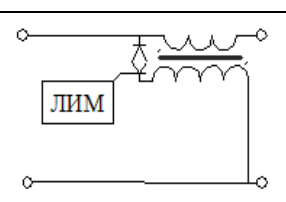
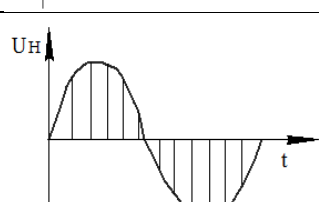
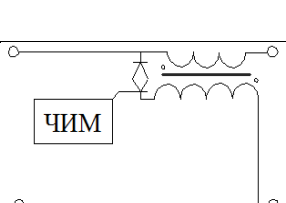
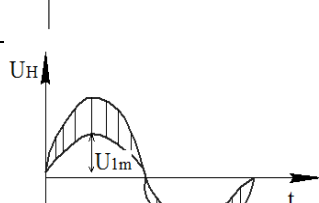
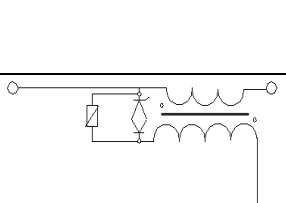
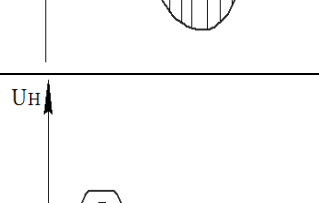
Рисунок 2.3 – Функціональна схема ВДТ

Таблиця 2.1 – Похибки визначення параметрів ВДТ

Розташування обмоток	Похибки визначення параметрів режиму по відомих методам, %														
	$i_1$			$i_2$			$e_1, e_2$			$\phi i_1$			$\phi U_2$		
	Модель 1	Модель 2, 3, 4,	Модель 3	Модель 1	Модель 2, 3, 4	Модель 3	Модель 1	Модель 2, 3, 4	Модель 3	Модель 1	Модель 1, 3, 4	Модель 3	Модель 1	Модель 2, 3	Модель 3
На одному стрижні	47,8	12,2	6,9	20,3	9,6	5,2	49,4	13,1	7,2	46,5	11,4	6,8	15,4	13,5	5,4
На двох стрижнях	44,2	10,2	6,7	15,7	9,3	5,1	44,8	10,6	6,8	43,5	9,5	6,7	13,8	8,9	5,2



Таблиця 2.2 – Схеми та характеристики ВДТ

Схемна модель ВДТ	Форма кривої напруги	Аналітичний опис кривої $U(t)$	Галузь застосування
		$U_H = \frac{U_{lm}}{\sqrt{2\pi}} \sqrt{\pi + K_T(2 + K_T * \pi - \alpha + \frac{\sin 2\alpha}{2})}$	Установки з невеликими вимогами до якості енергії
		$U_H = U_{lm} \sin \omega t + \left[ 1 - \frac{\alpha + \beta}{2\pi/n} \right] * \frac{1}{K_T} U_{lm} \sin \omega t$	Установки з підвищеними вимогами до якості енергії
		$U(t) = U_{lm} \sin \omega t * (1 - e^{-\lambda t})$ $\lambda = 1, 2, 3 \dots$	Установки з підвищеними вимогами до якості енергії
		$U_H = (1 - K_T) \sum_n \int_{n(n-1)\omega T_n}^{(n-1)\omega T_n + \omega t} \sin \omega t dt$	Установки з підвищеними вимогами до якості енергії
		$U_H = U_1 + K_T \frac{d\Phi}{dt}$ $i_0 = \alpha \sin \beta \Phi$	Узкодіапазонне регулювання напруги без підвищених вимог до якості

Урахування нелінійності осереддя і електронних елементів значною мірою підвищує рівень складності розрахункової моделі, тому математичний опис процесів у ВДТ з урахуванням нелінійності і глибокого насичення магнітної системи вимагає певного рівня ідеалізації, залежного від умов і режимів роботи ВДТ. У цьому випадку особливо важливою є міра обґрунтованості вживаних розрахункових процедур. Зважаючи на умови вирішуваного завдання, розглянуто три типи загальних моделей розрахунку параметрів режиму ВДТ, що відрізняються повнотою обліку чинників. У першій із них ураховується діюче значення вихідних параметрів, у другій —

окремі гармонійні складові вихідних параметрів, а в третій — гармонійні складові вхідних і вихідних параметрів.

Перша з моделей рекомендується для розрахунку параметрів режиму ВДТ, що не містять нелінійні елементи в ланцюзі первинної обмотки або у разі їхнього незначного впливу. В умовах живлення первинної обмотки ВДТ від джерела напруги, а вторинної — від джерела струму перетворення параметрів ЕЕ у ВДТ, як математичну операцію можна показати співвідношенням:

$$\begin{aligned} i_{1д}^{(1)}(t) &= \Pi_{удд} [i_2(t)], & \varphi_{i1уд}^{(1)} &= \Pi_{уд\varphi i1} [\varphi_{i2}(t)] \\ u_{2уд}^{(1)}(t) &= \Pi_{удд} [u_1(t)], & \varphi_{u2уд}^{(1)} &= \Pi_{уд\varphi u2} [\varphi_{u1}(t)] \end{aligned} \quad (2.1)$$

де  $i_{1уд}(t)$ ,  $u_1(t)$ ,  $\varphi_{i1уд}(t)$ ,  $\varphi_{u1}(t)$  — струм, напруга і кут зсуву між ними на вході ВДТ;  $i_2(t)$ ,  $u_{2уд}(t)$ ,  $\varphi_{i2}(t)$ ,  $\varphi_{u2уд}(t)$  — струм, напруга і кут зсуву між ними на виході ВДТ;  $\Pi_{удi}$ ,  $\Pi_{удu}$ ,  $\Pi_{уд\varphi i1}$ ,  $\Pi_{уд\varphi u2}$  — оператори ідеального перетворення;  $i_{1уд}(t)$ ,  $u_{2уд}(t)$ ,  $\varphi_{i1уд}(t)$ ,  $\varphi_{u2уд}(t)$  — бажане (ідеальне) значення струмів, напруги і кутів зсуву між ними.

У цьому випадку оператори (2.1) перетворюються в безрозмірні константи, пропорційні коефіцієнту трансформації  $K_T$ .

$$\begin{aligned} i_{1уд}^{(1)}(t) &= i_2(t) \cdot K_T = \Pi_{удмп}, & \varphi_{i1уд}^{(1)} &= \varphi_{i2}(t) = \Pi_{удм\varphi i} \\ u_{2уд}^{(1)}(t) &= u_1(t) = \Pi_{удм\varphi u}, & \varphi_{u2уд}^{(1)} &= \varphi_{u1}(t) = \Pi_{удм\varphi u} \end{aligned} \quad (2.2)$$

де  $\Pi_{удм\varphi i}$ ,  $\Pi_{удм\varphi u}$ ,  $\Pi_{удмп}$ ,  $\Pi_{удм\varphi u}$  — оператори ідеального масштабного перетворення.

Робота ВДТ у більшості випадків характеризується значним насиченням магнітної системи, а також спотворенням кривої напруг і струмів в обмотках. З цієї причини оператори реального перетворення параметрів істотно відрізняється від значень операторів ідеального перетворення, чим обумовлюється похибка розрахунку параметрів і режимів роботи ВДТ. Миттєві похибки розрахунку параметрів режиму ВДТ відповідно до першої моделі складуть:

$$\begin{aligned} \Delta i_1^{(1)}(t) &= i_1(t) = \Pi_{pi} [i_2(t)] - \Pi_{удд} [i_2(t)], \\ \Delta u_2^{(1)}(t) &= u_2(t) - u_{2уд}(t) = \Pi_{pu} [u_1(t)] - \Pi_{удд} [u_1(t)], \\ \Delta \varphi_{ii}^{(1)}(t) &= \varphi_{ii}(t) - \varphi_{i1уд}(t) = \Pi_{p\varphi i1} [\varphi_{i2}(t)] - \Pi_{уд\varphi} [\varphi_{i2}(t)] \end{aligned} \quad (2.3)$$

Моделі (2.3) відповідає структурна схема розрахунку, наведена на рисунку 2.4, а. Управління режимами роботи ВДТ у цьому випадку зводиться до керування його коефіцієнтом трансформації в функції діючого значення вихідної напруги і струмів, а також кутів зсуву між ними. Необхідність застосування другої моделі виникає у разі застосування в обмотках управління ВДТ електронних елементів із безперервним керуванням

(транзистори, резистори, магнітні підсилювачі тощо), незначному діапазоні регулювання і невисокому рівні спотворень ( $K_U < 5\%$ ), що вносяться ними. У цьому випадку розрахунок параметрів режиму можна вести по окремих гармоніках напруг і струмів, що становлять інформативну частину сигналу. При цьому частина інформації, що залишилася неврахованою, може розглядатися як похибка, тобто

$$\begin{aligned} i_2^{(2)}(t) &= i_{2\text{инн}}(t) + i_{2\text{погр}}(t), & \varphi_{i2}^2(t) &= \varphi_{i2\text{инн}}(t) + \varphi_{i2\text{погр}}(t), \\ u_1^{(2)}(t) &= u_{1\text{инн}}(t) + u_{2\text{погр}}(t) & \varphi_{u2}^{(2)}(t) &= \varphi_{u2\text{инн}}(t) + \varphi_{u2\text{погр}}(t). \end{aligned} \quad (2.4)$$

Тоді похибка розрахунку

$$\begin{aligned} \Delta i_1^{(2)}(t) &= i_1(t) - i_{1\text{инн.ид}}(t), & \Delta \varphi_{i1}^2(t) &= \varphi_{i1}(t) - \varphi_{i1\text{инф.ид}}(t), \\ \Delta u_2^{(2)}(t) &= u_2(t) - u_{2\text{инф.ид}}(t), & \Delta \varphi_{u2}^{(2)}(t) &= \varphi_{i2}(t) - \varphi_{u2\text{инф.ид}}(t). \end{aligned} \quad (2.5)$$

Керування режимами ВДТ у цьому випадку вимагає виділення окремих гармонійних входних струмів і напруг за допомогою відповідних фільтрів  $\Phi_i$ ,  $\Phi_U$  і наступного ідеального перетворення.

$$\begin{aligned} i_{1\text{инф.ид}}(t) &= \Pi_{\text{ид}i} \{ \Pi_{\text{ид}i} [i_{2\text{инф}}(t) + i_{2\text{погр}}(t)] \}, \\ u_{2\text{инф.ид}}(t) &= \Pi_{\text{ид}u} \{ \Pi_{\text{ид}u} [u_{1\text{инф}}(t) + u_{1\text{погр}}(t)] \}, \\ \varphi_{i1\text{инф.ид}}(t) &= \Pi_{\text{ид}\varphi i1} \{ \Pi_{\text{ид}\varphi} [\varphi_{i2\text{инф}}(t) + \varphi_{i2\text{погр}}(t)] \}, \\ \varphi_{u1\text{инф.ид}}(t) &= \Pi_{\text{ид}\varphi u1} \{ \Pi_{\text{ид}\varphi} [\varphi_{i2\text{инф}}(t) + \varphi_{u2\text{погр}}(t)] \} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Миттєва похибка перетворення параметрів матиме вигляд:

$$\begin{aligned} \Delta i_1^{(2)}(t) &= \Pi_{ri} [i_{2\text{инф}}(t) + i_{2\text{погр}}(t)] - \Pi_{\text{ид}i} \{ \Pi_{\text{ид}i} [i_{2\text{инф}}(t) + i_{2\text{погр}}(t)] \}, \\ \Delta u_2^{(2)}(t) &= \Pi_{ru} [u_{2\text{инф}}(t) + u_{2\text{погр}}(t)] - \Pi_{\text{ид}u} \{ \Pi_{\text{ид}u} [u_{2\text{инф}}(t) + u_{2\text{погр}}(t)] \}, \\ \Delta \varphi_{01}^{(2)}(t) &= \Pi_{r\varphi} [\varphi_{i2\text{инф}}(t) + \varphi_{i2\text{погр}}(t)] - \Pi_{\text{ид}\varphi} \{ \Pi_{\text{ид}\varphi} [\varphi_{i2\text{инф}}(t) + \varphi_{i2\text{погр}}(t)] \}, \\ \Delta \varphi_{02}^{(2)}(t) &= \Pi_{r\varphi} [\varphi_{u2\text{инф}}(t) + \varphi_{u2\text{погр}}(t)] - \Pi_{\text{ид}\varphi} \{ \Pi_{\text{ид}\varphi} [\varphi_{u2\text{инф}}(t) + \varphi_{u2\text{погр}}(t)] \} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Нелінійність магнітної системи тут врахована наявністю великої кількості підсистем  $\text{Pr}_1, \text{Pr}_{11}, \dots, \text{Pr}_{1n}$ , кількість яких відповідає кількості лінеаризованих ділянок. При цьому збільшення кількості підсистем супроводжується наближенням  $\text{Pr}$  до  $\Pi_{\text{ид}}$  і підвищенням точності розрахунку. Виразу (2.7) відповідає модель розрахунку параметрів режиму ВДТ, структурна схема якої наведена на рисунку 2.4, б.

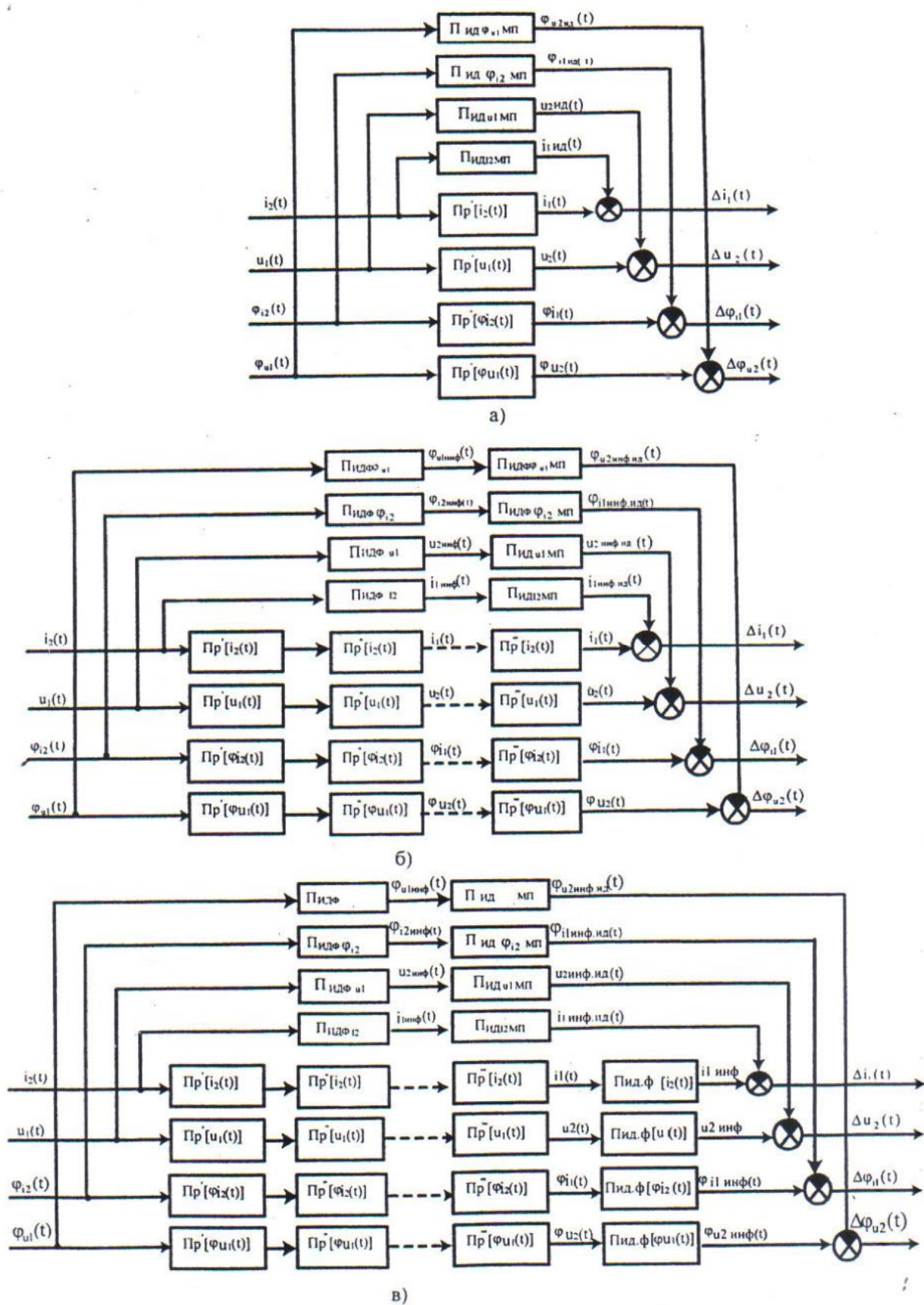


Рисунок 2.4 – Структурні схеми розрахунку параметрів режиму ВДТ

Застосування третьої моделі може бути обґрунтоване у разі застосування електронних елементів із дискретним імпульсним двоконтурним керуванням, що обумовлює високий рівень спотворень. При значному діапазоні регулювання використання схем рисунок 2.4 а, б, в не в змозі забезпечити необхідну точність розрахунків у зв'язку зі значною величиною і великим впливом вищих гармонік на значення параметрів режиму, з одного боку, і необхідністю врахування параметрів вхідного сигналу, з другого. Значення основної гармоніки (керуючого сигналу) у цих умовах співрозмірно зі значенням вищих гармонік (завад), що обумовлює значну похибку розрахунку. Отже, для оцінки похибки розрахунку доцільно використовувати співвідношення:

$$\begin{aligned}\Delta i_1^{(3)}(t) - i_{1\text{инф}}(t) - i_{1\text{инф.ид}}(t), \quad \Delta \varphi_{i1}^{(3)}(t) &= \varphi_{i1\text{инфид}}(t), \\ \Delta u_2^{(3)}(t) = u_{2\text{инф}}(t) - u_{2\text{инфид}}(t), \quad \Delta \varphi_{u2}^{(3)}(t) &= \varphi_{u2\text{инф}}(t) - \varphi_{u2\text{инфид}}(t).\end{aligned}\quad (2.8)$$

При цьому розподіл завад і інформаційного сигналу необхідно здійснити не лише по первинному ланцюгу, але і по ланцюгу вторинної обмоток. У цьому випадку:

$$\begin{aligned}i_{1\text{инф}}^{(3)}(t) &= \Pi_{\text{ид}\Phi i1} \{ \Pi_{P i1} [i_{2\text{инф}}(t) + i_{2\text{погр}}(t)] \}, \\ u_{2\text{инф}}^{(3)}(t) &= \Pi_{\text{ид}\Phi u2} \{ \Pi_{P u2} [u_{1\text{инф}}(t) + u_{\text{инпог}}(t)] \}, \\ \varphi_{i1\text{инф}}^{(3)}(t) &= \Pi_{\text{ид}\Phi i1} \{ \Pi_{P i2} [\varphi_{i2\text{инф}}(t) + \varphi_{\text{инпог}}(t)] \}, \\ \varphi_{u2\text{инф}}^{(3)}(t) &= \Pi_{\text{ид}\Phi u2} \{ \Pi_{P u1} [\varphi_{u1\text{инф}}(t) + \varphi_{u1\text{погр}}(t)] \}.\end{aligned}\quad (2.9)$$

Тоді

$$\begin{aligned}\Delta i_1^{(3)}(t) &= \Pi_{\text{ид}\Phi i1} \{ \Pi_{P i1} [i_{2\text{инф}}(t) + i_{2\text{погр}}(t)] \} - \Pi_{\text{ид}i2} \{ \Pi_{\text{ид}\Phi i2} [i_{2\text{инф}}(t) + i_{2\text{погр}}(t)] \}, \\ \Delta u_2^{(3)}(t) &= \Pi_{\text{ид}\Phi u2} \{ \Pi_{P u2} [u_{1\text{инф}}(t) + u_{\text{инпог}}(t)] \} - \Pi_{\text{ид}u1} \{ \Pi_{\text{ид}\Phi u2} [u_{1\text{инф}}(t) + u_{1\text{погр}}(t)] \}, \\ \Delta \varphi_{i1}^{(3)}(t) &= \Pi_{\text{ид}\Phi i1} \{ \Pi_{P i2} [\varphi_{i2\text{инф}}(t) + \varphi_{i2\text{погр}}(t)] \} - \Pi_{\text{ид}\Phi i2} \{ \Pi_{\text{ид}\Phi i2} [\varphi_{i2\text{инф}}(t) + \varphi_{i2\text{погр}}(t)] \}, \\ \Delta \varphi_{u2}^{(3)}(t) &= \Pi_{\text{ид}\Phi u2} \{ \Pi_{P u2} [\varphi_{u1\text{инф}}(t) + \varphi_{u1\text{погр}}(t)] \} - \Pi_{\text{ид}\Phi u1} \{ \Pi_{\text{ид}\Phi u2} [\varphi_{u1\text{инф}}(t) + \varphi_{u1\text{погр}}(t)] \}.\end{aligned}\quad (2.10)$$

Вираз (2.10) складає основу моделі, структурна схема якої наведена на рисунку 2.4. Вона є найбільш загальним випадком моделювання параметрів ВДТ і прийнятною для дослідження ВДТ, як в статичних, так і в динамічних режимах.

Значення струмів і напруги в перехідних режимах видається таким, що складається із змушеної і вільної складових [91].

$$\begin{aligned}i_1 &= i_{1\text{пвр.пр}}(t) + \left[ i_{1a}(t) + \sum_{v=1}^n i_{1\text{пвр.св.}v}(t) \right], \\ u_2 &= u_{2\text{пвр.пр}}(t) + \left[ u_{2a}(t) + \sum_{v=1}^n u_{2\text{пвр.св.}v}(t) \right].\end{aligned}\quad (2.11)$$

де  $i_1, u_2$  — значення первинного струму і напруги в перехідному режимі;  
 $i_{1\text{пер.пр}}(t), u_{2\text{пер.пр}}(t)$  — змушені складові струму і напруги в перехідному режимі;  
 $i_{1a}(t), u_{2a}(t)$  — аперіодичні складові струму і напруги в перехідному режимі;  
 $i_{1\text{пер.св}}(t), u_{2\text{пер.св}}(t)$  — вільні складові струму і напруги в перехідному режимі.

Застосування (2.11) дозволяє розраховувати не лише величини струмів і напруги  $i_1, u_1$ , але й швидкість їхньої зміни  $d_{i1}/dt$  і  $d_{u1}/dt$ , які в ланцюгах із електронними елементами мають первинне значення.

Кожна з отриманих моделей є часткою (2.10). Перша і друга моделі можуть бути отримані з третьої шляхом виключення інформаційних складових у параметрах ланцюга тільки первинної або ланцюгах первинної і вторинної обмоток відповідно. Найбільш складне і важке завдання представляє врахування зміни значення коефіцієнтів передачі Пр залежно від структури ВДТ і параметрів мережі. Для її вирішення потрібна розробка схемної і математичної моделі ВДТ, що враховують нелінійність електронних елементів і глибоке насичення магнітної системи ВДТ, а також вплив зовнішньої мережі, конструктивне виконання, схему приєднання і спосіб регулювання напруги.

## 2.3 Моделювання параметрів складних ВДТ

У зв'язку з просторовою розподіленістю векторів електричного і магнітного полів, а також їхньою нелінійною залежністю від параметрів зовнішньої мережі, конструкції і режимів трансформатора, знаходження чисельного значення параметрів ВДТ здійснюється на основі схемних моделей [79 — 85]. Побудова схем заміщення трансформаторів виконується двома способами [10]: за його зовнішніми характеристиками (власним і взаємним опорам) або за схемою його магнітного ланцюга, складеного на основі картини магнітного поля трансформатора. Перший спосіб формально правильний. Він найбільше уживаний дослідниками щодо схем заміщення. В основу цього способу покладено ідея «чорної скриньки» відносно внутрішнього устрою трансформатора за деякої прозорості його характеристик (холостого ходу і короткого замикання). За усієї його простоти цей спосіб вимагає прийняття допущення відносно зневаги впливом насичення сталі, що робить його малопридатним для дослідження параметрів і режимів ВДТ. Зважаючи на операцію з різницями близьких величин, його застосування при розрахунку ВДТ призводить до значних похибок і грубих помилок.

В основі другого способу полягає ідея «сірої криньки». Згідно нею відомим є внутрішній устрій трансформатора і картина магнітного поля у ньому, що дозволяють достатньо просто отримати його магнітну схему заміщення [85]. Електрична схема заміщення будується за схемою заміщення

магнітного ланцюга шляхом простих формальних перетворень, заснованих на застосуванні ряду спрощувальних допущень відносно картини магнітного поля трансформатора [90]. Оскільки прийнятність вживаних допущень отримана на основі даних експерименту, розроблені за цим способом схеми заміщення мають обмежену сферу застосування, визначувану конструкцією і режимами роботи конкретного трансформатора.

Враховуючи наявність вказаних проблем, автором запропоновано комбінований спосіб побудови схемної моделі трансформатора, за якого вибір схеми заміщення здійснюється на основі схеми його магнітного ланцюга, отриманого з розгляду картини магнітного поля ВДТ, а визначення параметрів схеми заміщення здійснюється за зовнішніми характеристиками трансформатора (холостого ходу і короткого замикання), отриманими експериментально. В основу способу покладені результати досліджень режимів роботи і параметрів ВДТ [85 — 90], у яких досліджена картина магнітного поля різних конструкцій ВДТ і розроблені принципи побудови відповідних їм магнітних схем заміщення. Подальший розвиток схем на основі врахування схеми з'єднання обмоток і параметрів зовнішнього ланцюга дозволив перейти до електричних схем заміщення, що адекватно відбивають реальні електромагнітні процеси у ВДТ з урахуванням впливу на параметри і режими трансформатора параметрів зовнішньої мережі, його схеми і конструкції, а також витіснення частини потоків на шляхи розсіяння.

### 2.3.1 Урахування конструктивного виконання трансформаторів

У основу побудови схеми заміщення ВДТ покладені результати дослідження параметрів і режимів роботи  $n$  — обмоточного ВДТ (рис. 2.5) з розташуванням обмоток на одному або двох стрижнях [89]. Складена на їх основі спрощена картина магнітного поля ВДТ, наведена на рисунку 2.6. Магнітні потоки, зчеплені з витками кожної з обмоток подані тут у вигляді:

$$\begin{aligned}\Phi_{li} &= \sum_{i=1}^n \Phi_{lii} + \sum_{i=1}^n \Phi_{2li} = \sum_{i=1}^n \Phi_{li2} + \sum_{i=1}^n \Phi_{l2il} + \sum_{i=1}^n \Phi_{\sigma li} = \\ \Phi_0 + \sum_{i=1}^n \Phi_{\sigma lic} + \Phi_{\sigma lib} &= \sum_{i=1}^n \Phi_{mli} + \sum_{i=1}^n \Phi_{\sigma lib}; \\ \Phi_2 &= \Phi_{22} + \sum_{i=1}^n \Phi_{li2} = \sum_{i=1}^n \Phi_{2li} + \sum_{i=1}^n \Phi_{li2} + \Phi_{\sigma 2s} = \Phi_0 + \Phi_{\sigma 2s} + \Phi_{\sigma 2b} = \Phi_{m2}\end{aligned}\tag{2.12}$$

де  $\Phi_{li}$ ,  $\Phi_2$  — миттєві значення повних магнітних потоків, що пронизують витки первинної і вторинної обмоток;  $\Phi_{li}$ ,  $\Phi_{22}$  — потоки самоіндукції обмоток;  $\Phi_2$ ,  $\Phi_1$  — частина потоків взаємоіндукції, викликана дією вторинного контура на  $i$ -тий первинний;  $\Phi_1$ ,  $\Phi_2$  — частина потоку взаємоіндукції, викликана дією

і-го первинного контура на вторинний;  $n$  — кількість первинних обмоток;  $\Phi_0$  — основний магнітний потік, викликаний дією МРС усіх обмоток, що обумовлює потокозчеплення обмоток.

Урахування параметрів зовнішньої мережі здійснений шляхом введення в магнітний ланцюг додаткових магнітних опорів  $X_{r1i}$  і  $X_{r2}$  (рис. 2.7), пропорційних активним опорам ланцюга первинної і вторинної обмоток  $r_{1n}$  і  $r_{2n}$ , відповідно до [86]. Вказане перетворення розглядається тут як виділення в результуючих МРС  $F_1$ ,  $F_2$  внутрішніх опорів  $X_{r1i}$  і  $X_{r2}$  тобто

$$F_1 = F'_1 + X_{r1} \Phi_1; \quad F_2 = F'_2 + X_{r2} \Phi_2 \quad (2.13)$$

де

$$F'_{1i} = \frac{U_{1i} W_{1i}}{r_{1in}}; \quad X_{1ri} = \frac{\omega W_{1i}^2}{r_{1in}};$$

$$F'_2 = \frac{U_2 W_2}{r_{2n}}; \quad X_{r2} = \frac{\omega W_2^2}{r_{2n}}; \quad X_{\sigma n} = \frac{\omega W_1^2}{X_n}$$

Витіснення частини потоків на шляхи розсіяння тут враховане представленням результуючого магнітного потоку розсіяння трансформатора у вигляді суми двох складових: потоку розсіяння, що проходить частково по сталі і частково по повітрю  $\Phi_{\sigma z}$ , і потоку розсіяння, що проходить тільки по повітрю  $\Phi_{\sigma b}$ , тобто

$$\Phi_{\sigma} = \Phi_{\sigma c} + \Phi_{\sigma b} \quad (2.14)$$

У припущенні, що кількість ліній потоку розсіяння внутрішньої (зазвичай вторинної) обмотки, що проходять тільки по повітрю, дорівнює нулю ( $\Phi_{\sigma 2b}=0$ )[84] для даних умов записано:

$$\Phi_{\sigma 1i} = \sum_{i=1}^n \Phi_{\sigma 1ib} + \sum_{i=1}^n \Phi_{\sigma 1ic}$$

$$\Phi_{\sigma 2} = \Phi_{\sigma 2b} + \Phi_{\sigma 2c} \approx \Phi_{\sigma 2c} \quad (2.15)$$

$$\Phi_{\sigma c} = \Phi_{\sigma 2c} + \sum_{i=1}^n \Phi_{\sigma 1ic}$$

У цих умовах значення потоків  $\Phi_{\sigma 1c}$ ,  $\Phi_{\sigma 1b}$  у кожен момент часу визначаються опором ділянок магнітопроводу, по яких вони проходять. Крім того, зважаючи на проходження потоків розсіяння  $\Phi_{\sigma c}$  по сталі, опір розсіяння  $X_{\sigma c}$  має комплексний характер (рис. 2.8). Відповідно потоки  $\Phi_{\sigma 1c}$ ,  $\Phi_{\sigma 2c}$  мають активну і реактивну складові. Проведені дослідження [85] свідчать, що із зміною співвідношення параметрів  $Z_{1n}$ ,  $Z_{2n}$  ланцюга первинної і вторинної обмоток ВДТ, відбувається зміна стану магнітної системи, об'єму і шляхів проходження потоків розсіяння  $\Phi_{\sigma c}$ ,  $\Phi_{\sigma b}$ , параметрів і режимів ВДТ.



Врахування впливу конструктивного виконання на параметри і режими ВДТ, здійснений на прикладі ВДТ з розташуванням обмоток на одному і двох стрижнях, найбільш повно відповідає реальним умовам їх застосування у складі РМ міст.

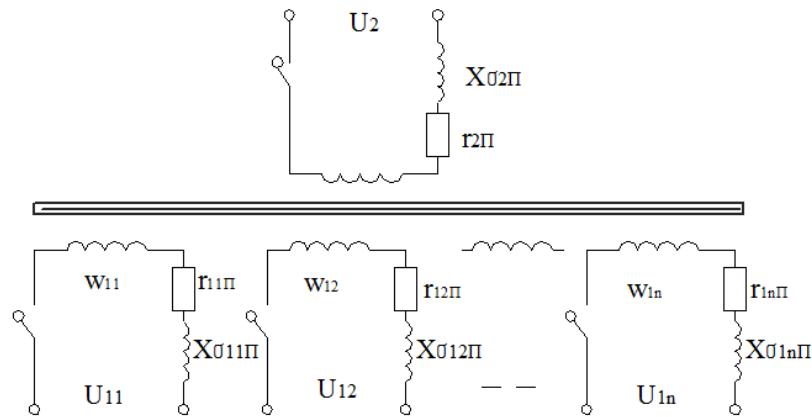


Рисунок 2.5 – Схемна модель в-обмоточного ВДТ

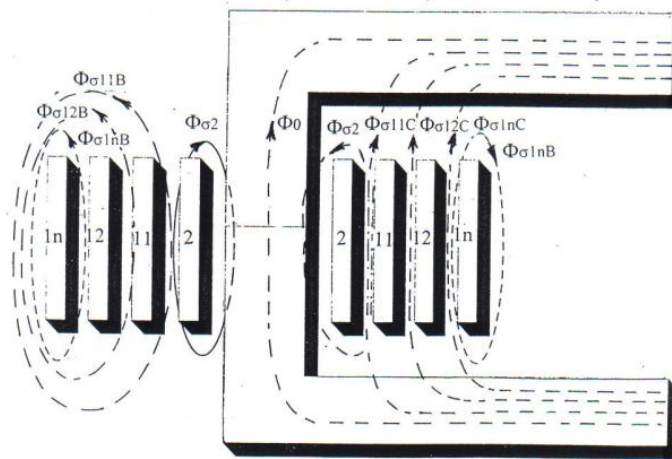


Рисунок 2.6 – Спрощена картина магнітного поля ВДТ

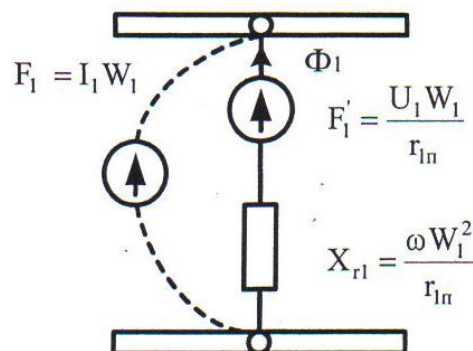


Рисунок 2.7 – До врахування параметрів зовнішньої мережі

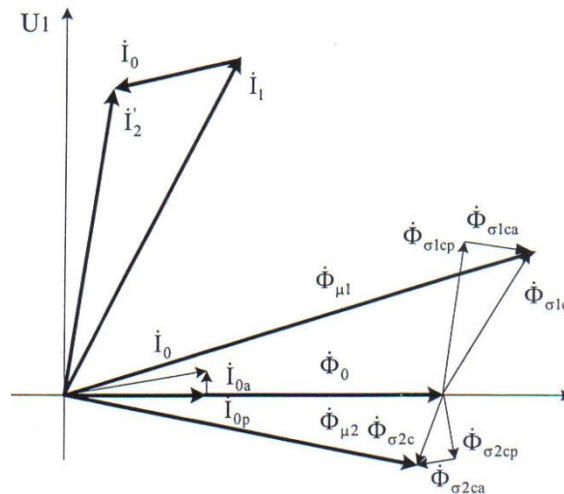


Рисунок 2.8 – Векторна діаграма магнітних потоків ВДТ

Оскільки точний опис процесів у ВДТ реальних конструкцій істотно ускладнений із-за складності картини його магнітного поля, остання приведена до простішого (ідеального) вигляду, за якого параметри ВДТ піддаються достатньо точному і в той же час не занадто громіздкому обчисленню. Це дозволяє перейти до розрахунку магнітного ланцюга із зосередженими параметрами і, у цілому, ланцюгово-польової задачі, до простішої, суто ланцюгової.

#### 2.3.1.1 Концентричне розташування двох циліндричних обмоток на одному стрижні

У магнітній системі такого ВДТ виділено низка областей, у межах яких можна говорити про незмінність магнітної індукції уздовж середньої силової лінії магнітопроводу. Це частина магнітної системи, що знаходиться під обмотками, і частини магнітної системи, вільні від обмоток. Зроблене дозволило подати області на схемі заміщення у вигляді гілок із зосередженими параметрами. Спрощена картина розподілу магнітних потоків ВДТ цієї конструкції отримана на основі результатів досліджень [89], що наведена на рисунку 2.9, а. Схема заміщення, відповідна розглянутим поданням, наведена на рисунку 2.9, б.

Для спрощеного розрахунку параметрів ВДТ розглянутої конструкції, магнітопровід трансформатора згідно з [85] розділений на  $n$  ділянок, відповідних проходженню потоків розсіяння  $\Phi_{\sigma 1c}$ ,  $\Phi_{\sigma 2c}$ . На ділянці магнітопроводу під вторинною обмоткою, завдовжки  $l_2$ , спільно з основним магнітним потоком  $\Phi_0$  діє потік розсіяння  $\Phi_{\sigma 2c}$ . Йому відповідає значення магнітної індукції  $B_{m2}$ , і опори  $Z_{m2}$  [86]:

$$B_{m2} = \frac{E_2}{4,44fW_2S_{c2}}; \quad Z_{m2} = \frac{l_2}{\mu_{c2}S_{c2}} = \frac{4,44 \cdot I_2 W_2^2 l_2}{E_2} \quad (2.16)$$

На ділянках завдовжки  $l_{li}$  вільних від обмоток спільно з основним магнітним потоком  $\Phi_0$  діють потоки розсіяння  $\Phi_{\sigma lic}$ . Вирази для магнітної індукції  $B_{mli}$  і магнітного опору  $Z_{mli}$  мають вигляд:

$$\begin{aligned} B_{\text{mli}} &= B_0 + K(B_0 - B_{\text{m}2}) = \frac{1}{4,44\text{fS}_{\text{c}2}} \left[ \frac{U_1}{W_1} (1 + \text{Kn}_0) - \frac{E_2}{W_2} \text{Kn}_0 \right]; \\ Z_{\text{mli}} &= \frac{1_{\text{li}}}{\mu_{\text{cli}} S_{\text{cli}}} = \frac{I_{\text{li}} 4,44 \cdot \text{fW}_{\text{li}}^2 W_2 1_2}{U_1 (1 + \text{Kn}_0) W_2 - E_2 \text{Kn}_0 W_1} \end{aligned} \quad (2.17)$$

де  $E_2$  — значення ЕРС на затискачах вторинної обмотки, визначуване за розробленою методикою;  $B_0$  — значення магнітної індукції в стрижні під обмотками в режимі холостого ходу;  $K$  — емпіричний коефіцієнт ( $K=1,2$  у разі розташування обмоток на одному стержні і  $K=1,1$  — на двох [85]);  $n_0$  — номер обмотки.

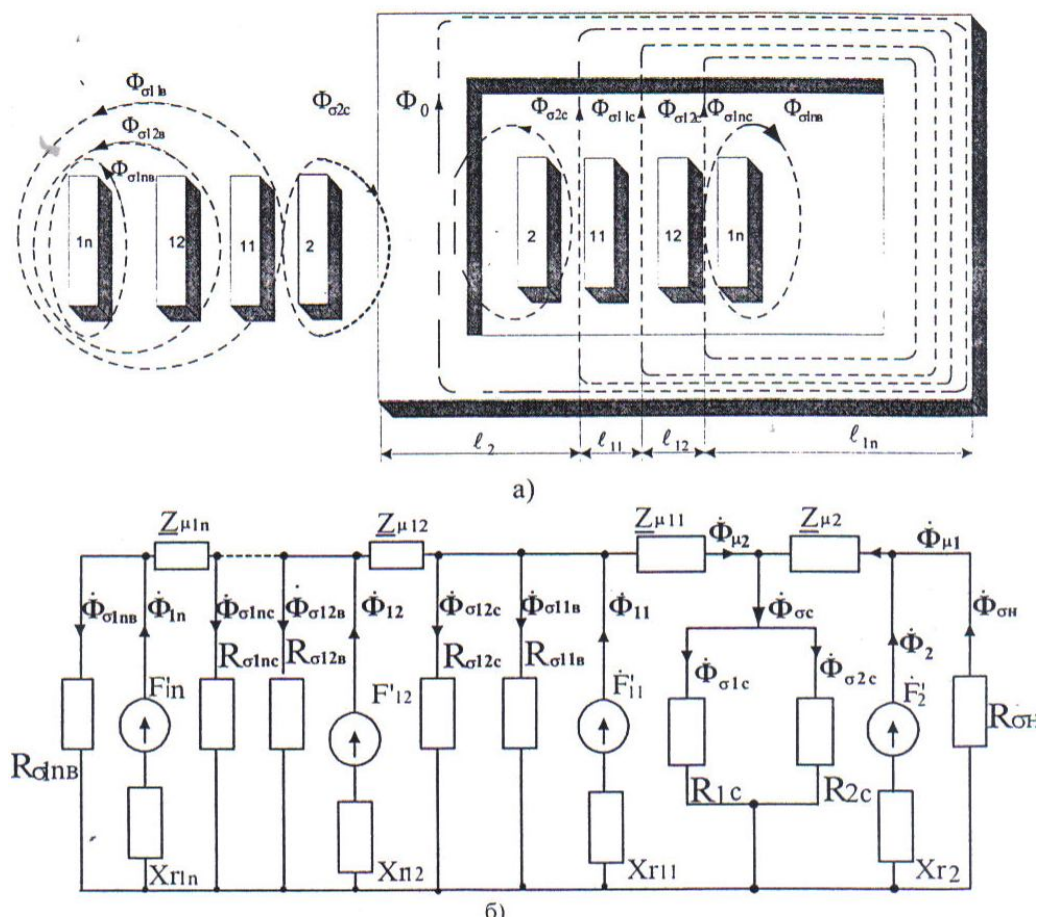


Рисунок 2.9 – Картина магнітного поля:

(а) і схема заміщення; (б)  $n$  – обмоточного ВДТ з розташуванням обмоток на одному стрижні

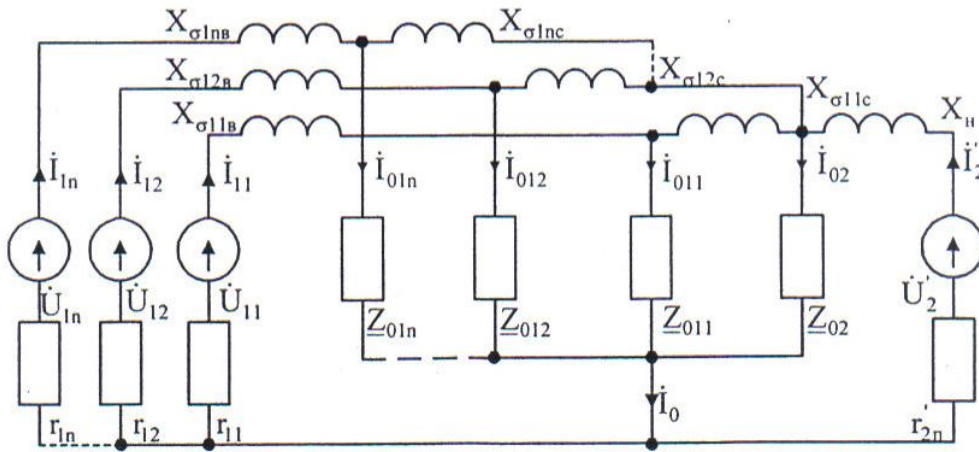


Рисунок 2.10 – Схемна модель ВДТ із розташуванням обмоток на одному стрижні

Ураховуючи неможливість одночасного проходження через одну точку в межах об'єму магнітопроводу двох ліній магнітного поля [85], проходження потоків розсіяння  $\Phi_{\sigma 1c}$ ,  $\Phi_{\sigma 2c}$  по ділянках магнітопроводу в режимі узгодженого включення можна розглядати як зменшення потоку взаємодукції  $\Phi_0$  на величину  $\Phi_{\sigma 2c}$  під вторинною обмоткою, і збільшення його на величину  $\Phi_{\sigma 1c}$ , на вільній ділянці магнітопроводу, і навпаки. У результаті наявний характер розподілу магнітної індукції і ЕРС в обмотках, наведений на рисунку 2.11.

Розроблені схемні моделі враховують складну структуру ВДТ, можливість глибокого насичення його магнітної системи і витіснення частини потоків на шляхи розсіяння, залежність модуля і фази результуючого магнітного потоку на ділянках магнітопроводу, модуля і фази ЕРС і струмів в обмотках від параметрів зовнішнього ланцюга і конструктивного виконання трансформатора.

За правилами дуального перетворення [102] схема заміщення (рис. 2.9, б) перетвориться в еквівалентну електричну схему заміщення (рис. 2.10). Процеси у схемі заміщення описуються такими рівняннями:

$$\begin{aligned} U_{1i} &= I_{1i} r_{1ni} + j I_{1i} X_{\sigma 1Bi} + I_{01} Z_{01i} \\ U'_2 &= I'_2 r_{2n} + j I'_2 X'_H + I_{02} Z_{02} \\ I_{01} Z_{01i} &= (I_{1i} + I_{01i}) j_{X\sigma c} + I_{02} Z_{02} \\ \sum I_{1i} &= I_2 + I_{02} + I_{01} \end{aligned} \quad (2.18)$$

де  $Z_{01i} = j \frac{\omega W_{1i}^2}{Z_{M1i}} e^{j(90-\psi_{1i})}$ ,  $Z_{02} = j \frac{\omega W_2^2}{Z_{M2}} e^{j(90-\psi_2)}$  — електричні опори, відповідні

комплексним магнітним опорам  $Z_{M1}$   $Z_{M2}$  ділянка магнітопроводу;

$X_{\sigma c} = \sum_{i=1}^n X_{\sigma 1c} + X_{\sigma 2c}$  — повний опір розсіяння, обумовлений проходженням частини потоку розсіяння  $\Phi_{\sigma c}$  по сталі.

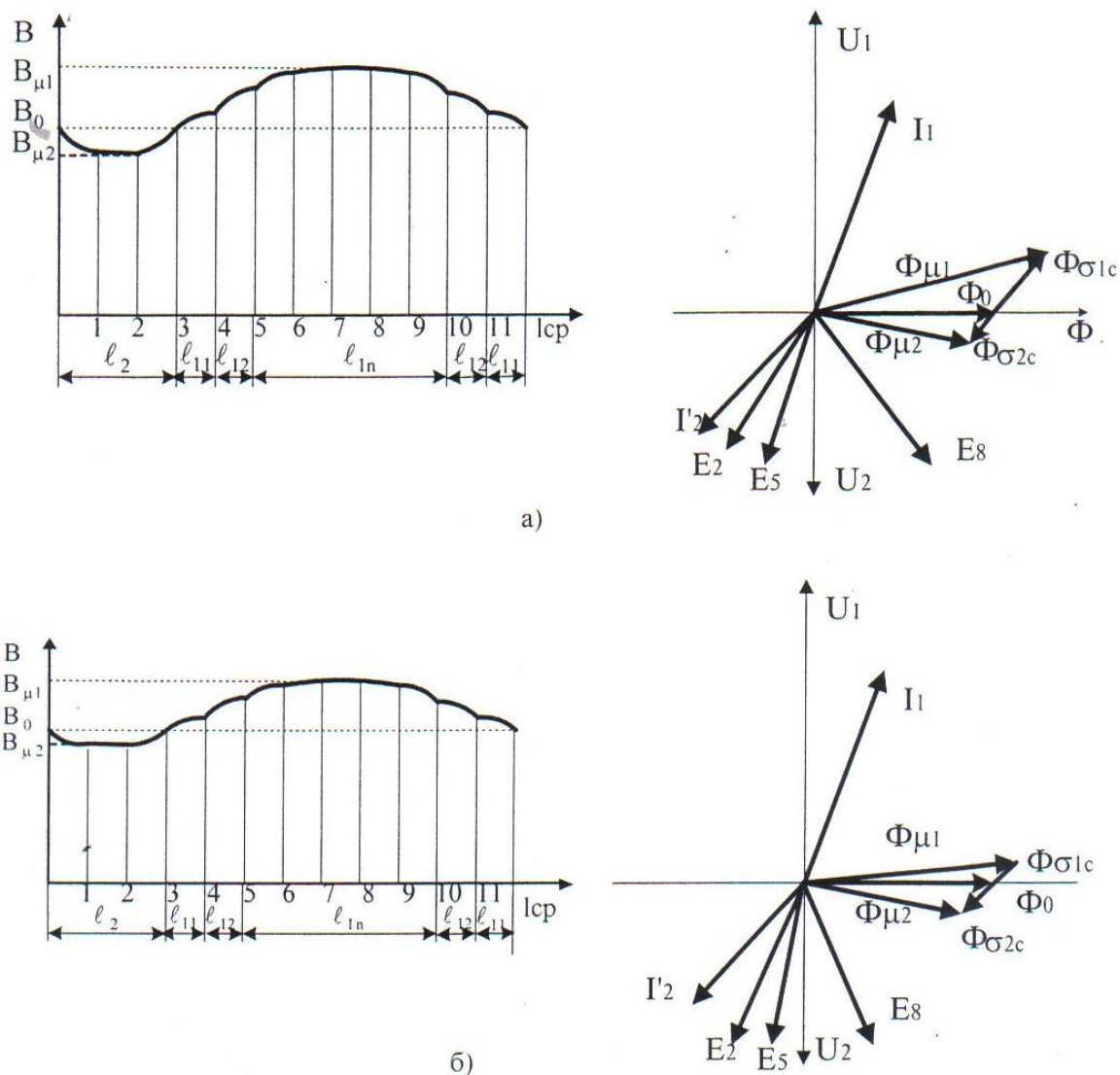


Рисунок 2.11 – Характер розподілу магнітної індукції  $B$  ( $l_{cp}$ ) і векторні діаграми ЕРС і струмів в обмотках ВДТ  $S_{\text{прох}}=100$  кВА з розташуванням обмоток на одному стрижні за  $Z_{1n}=0,5$  Ом,  $Z_{2n}=3$  Ом (а) і  $Z_{1n}=0,5$  Ом,  $Z_{2n}=15$  Ом (б)

За ненасиченого магнітопроводу, оскільки  $\mu_c \gg \mu_0$ , опір  $X_{\sigma c}$  визначається, практично, шляхом проходження потоків  $\Phi_{\sigma 1c}$ ,  $\Phi_{\sigma 2c}$  у повітрі і впливом опору, обумовленого частиною потоку  $\Phi_{\sigma 2c}$ , що проходить по сталі, можна нехтувати. Із збільшенням насичення і стану магнітної системи значення  $R_{\sigma 1c}$ ,  $R_{\sigma 2c}$  істотно впливає на значення потоків розсіяння  $\Phi_{\sigma 1c}$ ,  $\Phi_{\sigma 2c}$ . Сказане враховується залежністю розроблених моделей опорів розсіяння  $X_{\sigma c}$ ,  $X_{\sigma 2c}$  від параметрів зовнішньої мережі, конструкцій і схеми ВДТ.

Розглянуті схеми і рівняння є відповідними до схемної і математичної моделям ВДТ, і враховують нелінійність і глибоке насичення магнітної системи, а також витіснення частини потоку на шляхи розсіяння. Параметри схеми заміщення ВДТ представлені тут складними нелінійними функціями параметрів ВДТ і зовнішній мережі.



### 2.3.1.2 Концентричне розташування двох циліндричних обмоток на двох стрижнях

Підчас виконання обмоток у вигляді двох частин, розташованих на різних стрижнях, кожна з частин обмоток діє на «свою» ділянку (рис. 2.12).

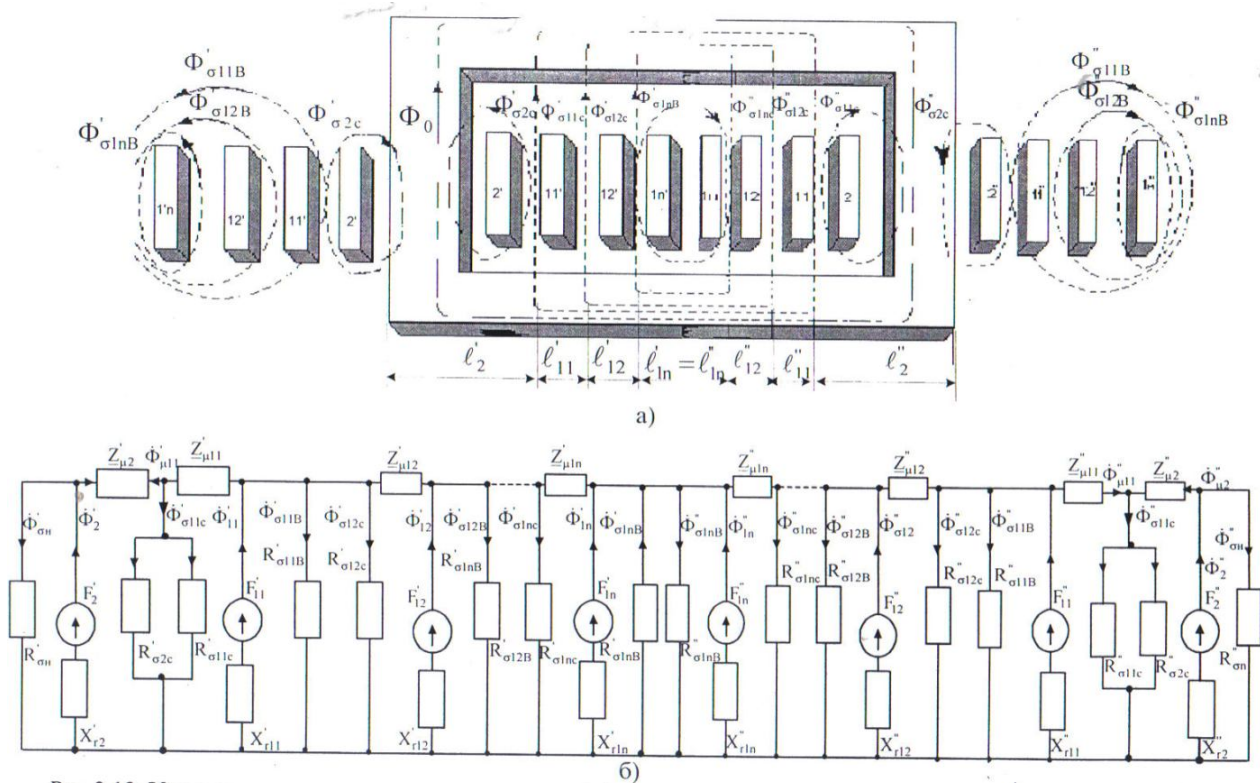


Рисунок 2.12 – Спрощена картина магнітного поля (а) і схема заміщення магнітного ланцюга (б) вольтододавального трансформатора з двома циліндричними обмотками, розташованими концентрично на двох стрижнях

На відміну від попереднього, під опорами  $R'_{\sigma 1Bi}$ ,  $R'_{\sigma 2B}$ ,  $R'_{\sigma 1ci}$ ,  $R'_{\sigma 2c}$ ,  $R''_{\sigma 1Bi}$ ,  $R''_{\sigma 2B}$ ,  $R''_{\sigma 1ci}$ ,  $R''_{\sigma 2c}$  тут мається на увазі опори простору зовні обмоток, розташованих на різних стрижнях. Під опорами  $Z'_{m1}$ ,  $Z''_{m1}$  розуміються опори ділянок верхніх і нижніх ярем магнітопроводу, таких, що знаходяться в міжобмоточному просторі. Відповідно опори  $Z'_{m2}$ ,  $Z''_{m2}$  є магнітними опорами першого і другого стрижнів магнітопроводу, а опори  $X'_{r1i}$ ,  $X'_{r2}$ ,  $X''_{r1i}$ ,  $X''_{r2}$  відповідають електричним опорам обмоток, розташованих на першому і другому стрижнях.

На ділянках магнітопроводу завдовжки  $l'_{2c}$  і  $l''_{2c}$  під вторинними обмотками, розташованими на першому і другому стрижнях, результуючий магнітний потік створюється взаємною дією потоку взаємоіндукції і потоку розсіяння вторинної обмотки  $\Phi'_{\sigma 2c}$ .

Значення магнітних індукцій  $B'_{m2}$ ,  $B''_{m2}$  і опорів  $Z'_{m2}$ ,  $Z''_{m2}$  ділянок магнітопроводу під вторинними обмотками визначено у вигляді:

$$B_{m2} = \frac{E_2'}{4,44fW_2S_{c2}}; \quad \underline{Z}_{m2} = \frac{4,44 \cdot I_2' W_2'^2 l_{2c} f}{E_2} \quad (2.19)$$

$$B_{m2} = \frac{E_2''}{4,44fW_2''S_{c2}}; \quad \underline{Z}_{m2} = \frac{4,44 \cdot I_2'' W_2''^2 l_{2c} f}{E_2''}$$

На вільних від обмоток ділянках магнітопроводу завдовжки  $l'_{liC}$  і  $l''_{liC}$  значення магнітного потоку визначається взаємною дією потоку взаємоіндукції  $\Phi_0$  і частиною потоків розсіяння  $\Phi'\sigma_{1c}$ ,  $\Phi''\sigma_{1c}$ , що замикаються в міжстержневому просторі.

Відповідно магнітна індукція і опори вільних від обмоток ділянок магнітопроводу

$$B'_{mli} = \frac{1}{4,44fS_{c1}} \left[ \frac{U'_{li}}{W'_{li}} (1 + 1,1i) - \frac{1,1iE_2'}{W_2'} \right]; \quad \underline{Z}'_{mli} = \frac{4,44 \cdot I'_{li} W_2' W_{li}'^2 f}{(1 + 1,1i)U'_{li} W_2' - 1,1iE_2' W_{li}'} \quad (2.20)$$

Характер розподілу магнітної індукції  $B$  (1ср) і векторна діаграма ЕРС і потоків ВДТ цієї конструкції наведені на рисунку 2.13.

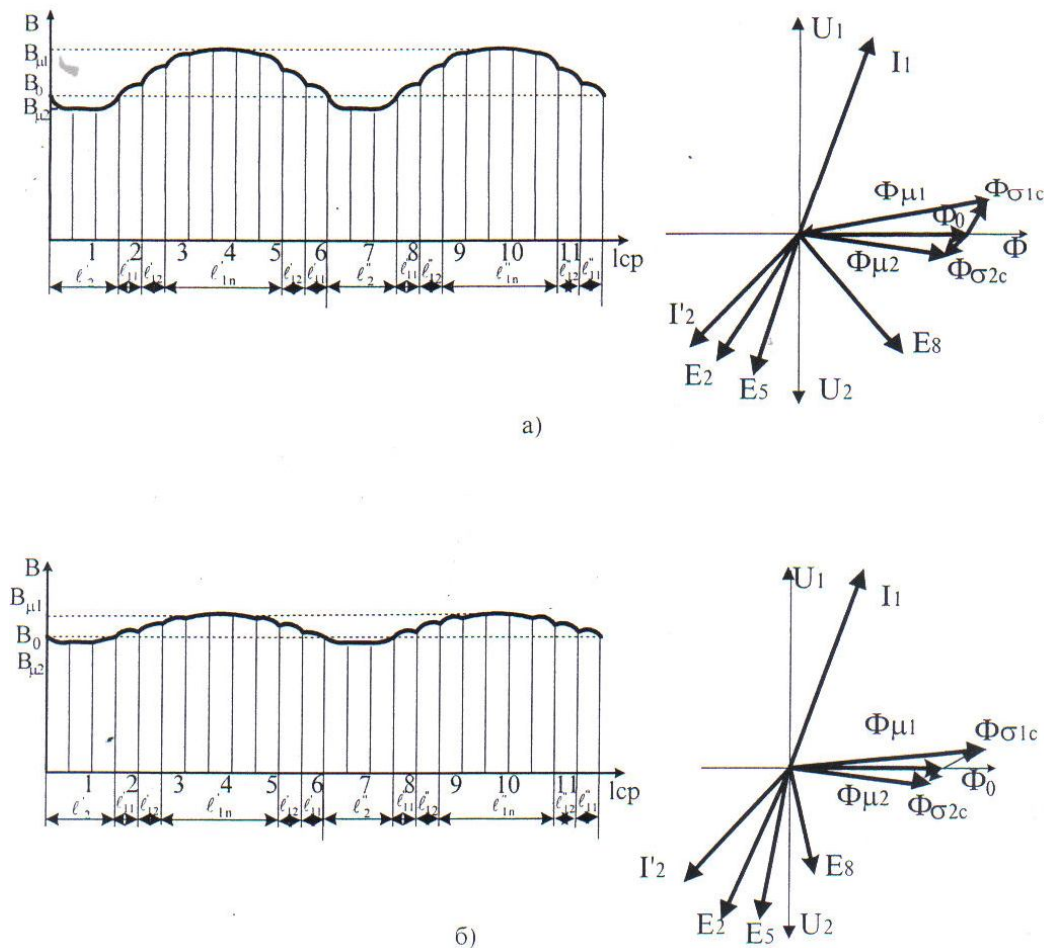


Рисунок 2.13 – Характер розподілу магнітної індукції  $B$  (1ср) і векторні діаграми ЕРС і струмів в обмотках ВДТ  $S_{прох}=100$  кВА з розташуванням обмоток на двох стрижнях за  $Z_{1n} = 0,5$  Ом,  $Z_{2n} = 3$  Ом (а) і  $Z_{1n} = 0,5$  Ом,  $Z_{2n} = 15$  Ом (б)

За правилами дуального перетворення [62] схема заміщення (рис. 2.12а), перетворення в еквівалентну електричну (рис. 2.12 б). Процеси у схемі заміщення описуються рівняннями

$$\begin{aligned} U_{1i} &= I_{1i} r_{1\Pi} + I_1 X_{\sigma 1B} + I_{01} Z_{01} \\ U_2 &= I_2' r_{2\Pi} + I_2 X_H + I_{02} Z_{02} \\ I_{01} Z_{01} &= (I_1 + I_{01}) X_{\sigma C} + I_{02} Z_{02} \\ I_1 + I_2 &= I_{01} + I_{02} \end{aligned} \quad (2.21)$$

де  $Z_{01}=Z'_{01}+Z''_{01}$ ,  $Z_{02}=Z'_{02}+Z''_{02}$  — еквівалентні електричні опори ділянок магнітопроводу, відповідні комплексним магнітним опорам  $Z'_{m1}$ ,  $Z'_{m2}$ ,  $Z''_{m1}$ ,  $Z''_{m2}$   $Z_{\sigma 1B}=Z'_{\sigma 1B}+Z''_{\sigma 1B}$  — повні еквівалентні опори розсіювання по повітрю частин первинних обмоток, що знаходяться на різних стрижнях;  $x'_{\sigma 1B}$ ,  $x''_{\sigma 1B}$  — електричні опори, відповідно до магнітних опор розсіювання  $R'_{\sigma 1B}$ ,  $R''_{\sigma 1B}$ ;  $X_H$  — індуктивна складова опору навантаження;  $Z'_H$  — повний опір частин обмоток, обумовлений проходженням потоків розсіювання  $\Phi'_{\sigma 1Ci}$ ,  $\Phi''_{\sigma 1C}$ ,  $\Phi'_{\sigma 2Ci}$ ,  $\Phi''_{\sigma 2C}$ .

Схеми заміщення (рис. 2.12, а, б) і відповідні ним системи рівнянь (2.19) враховують вплив параметрів зовнішнього ланцюга і адекватно відбивають реальний електромагнітний процес ВДТ розглянутої конструкції. На відміну від попереднього, повний опір розсіювання в сталі в справжньому випадку виходить значно меншим у зв'язку із зменшенням шляхів проходження  $l'_{\sigma 1Ci}$ ,  $l''_{\sigma 2C}$ , потоків розсіювання  $\Phi'_{\sigma 1C}$ ,  $\Phi''_{\sigma 1C}$  і паралельним з'єднанням опорів  $x''_{\sigma 3}=(x''_{\sigma 1C}+x''_{\sigma 2C})$ . При цьому витіснення потоків розсіювання менше впливає на стан магнітної системи, величину і фазу ЕРС і струмів в обмотках.

### 2.3.2 Приведення схем заміщення до загальноприйнятого Т-подібного вигляду

Для порівняльної оцінки ВДТ різних схем і конструкцій виконані еквівалентні перетворення, що забезпечують приведення їх до загального вигляду. Застосування еквівалентних перетворень  $\Delta/\Delta$  для схем заміщення (рис. 2.10, 2.12) здійснений перехід до загальновідомої Т-подібної схеми заміщення (рис. 2.14). Еквівалентні параметри схеми приведені у вигляді:



$$\begin{aligned}
\underline{Z}_{\sigma 11 \text{ cз}} &= \frac{X_{\sigma 11 \text{ C}} \underline{Z}_{011}}{X_{\sigma 11 \text{ C}} + \underline{Z}_{011} + \underline{Z}_{02}} + jX_{\sigma 11 \text{ B}} \\
\underline{Z}_{\sigma 12 \text{ cз}} &= \frac{X_{\sigma 12 \text{ C}} \underline{Z}_{012}}{X_{\sigma 12 \text{ C}} + \underline{Z}_{012} + \underline{Z}_{02}} + jX_{\sigma 12 \text{ B}} \\
&\dots\dots\dots \\
\underline{Z}_{\sigma 1 \text{ н cз}} &= \frac{X_{\sigma 1 \text{ н C}} \underline{Z}_{01 \text{ н}}}{X_{\sigma 1 \text{ н C}} + \underline{Z}_{01 \text{ н}} + \underline{Z}_{0 \text{ н}}} + jX_{\sigma 1 \text{ н B}} \\
\underline{Z}_{\sigma 2 \text{ cз}} &= \left( \frac{Z_{\sigma 1 \text{ Ci}} \underline{Z}_{02}}{Z_{\sigma 1 \text{ i}} + \underline{Z}_{01 \text{ i}} + \underline{Z}_{02}} \right) n_0 + jX_{\text{н}} \\
\underline{Z}_{0 \text{ з}} &= \left( \frac{\underline{Z}_{01 \text{ i}} \underline{Z}_{02}}{Z_{\sigma 1 \text{ C}} + \underline{Z}_{01 \text{ i}} + \underline{Z}_{02}} \right) n_0
\end{aligned} \tag{2.22}$$

При розташуванні обмоток на двох стрижнях, а параметри що входять в (2.19) визначаються у вигляді:

$$\begin{aligned}
\underline{Z}_{\sigma 1 \text{ ic}} &= \frac{\underline{Z}'_{\sigma 1 \text{ ic}} \underline{Z}''_{\sigma 1 \text{ ic}}}{\underline{Z}'_{\sigma 1 \text{ ic}} + \underline{Z}''_{\sigma 1 \text{ ic}}}; & \underline{Z}_{\sigma 1 \text{ i}} &= \frac{\underline{Z}'_{\sigma 1 \text{ i}} \underline{Z}''_{\sigma 1 \text{ i}}}{\underline{Z}'_{\sigma 1 \text{ i}} + \underline{Z}''_{\sigma 1 \text{ i}}}; & \underline{Z}_{02} &= \frac{\underline{Z}'_{02} \underline{Z}''_{02}}{\underline{Z}'_{02} + \underline{Z}''_{02}}; \\
\underline{Z}_{\sigma 11 \text{ cз}} &= \frac{\underline{Z}_{\sigma 11 \text{ c}} \underline{Z}_{011}}{\underline{Z}_{\sigma 11 \text{ c}} + \underline{Z}_{011} + \underline{Z}_{02}} + jX_{\sigma 11 \text{ B}}; & \underline{Z}_{\sigma 12 \text{ cз}} &= \frac{\underline{Z}_{\sigma 12 \text{ c}} \underline{Z}_{012}}{\underline{Z}_{\sigma 12 \text{ c}} + \underline{Z}_{012} + \underline{Z}_{02}} + jX_{\sigma 12 \text{ B}} \\
\underline{Z}_{\sigma 1 \text{ н cз}} &= \frac{\underline{Z}_{\sigma 1 \text{ н c}} \underline{Z}_{01 \text{ н}}}{\underline{Z}_{\sigma 1 \text{ н c}} + \underline{Z}_{01 \text{ н}} + \underline{Z}_{02}} + jX_{\sigma 1 \text{ н B}}; & \underline{Z}_{\sigma 2 \text{ cз}} &= \frac{\underline{Z}_{\sigma 1 \text{ ci}} \underline{Z}_{02}}{n_0 (\underline{Z}_{\sigma 1 \text{ ci}} + \underline{Z}_{02} + \underline{Z}_{01 \text{ i}})} + jX_{\text{н}} \\
\underline{Z}_{0 \text{ з}} &= \frac{\underline{Z}_{01 \text{ i}} \underline{Z}_{02}}{n_0 (\underline{Z}_{01 \text{ i}} + \underline{Z}_{02} + \underline{Z}_{\sigma 1 \text{ ci}})}
\end{aligned} \tag{2.23}$$

Довільні перетворення дозволяють привести схеми заміщення ВДТ розглянутих конструкцій до загального вигляду і використовувати під час опису процесів у них загальні рівняння і методи розрахунку. Випадком, що найбільш часто зустрічається, є живлення первинних обмоток від одного джерела. Цьому відповідає схема заміщення, наведена на рисунку 2.14, б. Якщо усі первинні обмотки отримують живлення від мережі навантаження, схема заміщення має вигляд, наведений на рисунку 2.14, в.

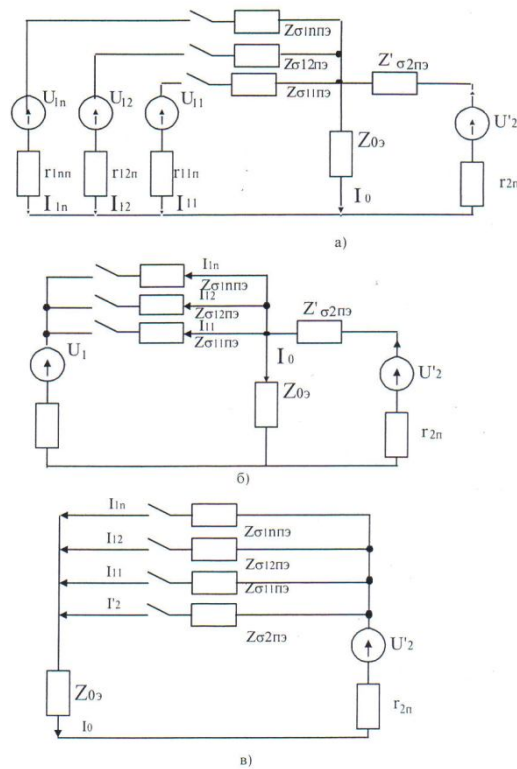


Рисунок 2.14 – Еквівалентна Т-подібна схема заміщення ВДТ при роздільному живленні обмоток (а), паралельному з'єднанні первинних обмоток (б) і живленні усіх обмоток від мережі навантаження (в)

### 2.3.3 Розрахунок опорів розсіювання

Відомі схеми заміщення [86] і методи розрахунку опорів розсіювання трансформаторів [92, 93] засновані на застосуванні в різному поєднанні ряду спрощуючих допущень відносно наявності МРС, що компенсуються, зневаги частиною потоку розсіювання, що проходить по сталі і не враховують перерозподіли магнітних потоків із зміною стану магнітної системи. Отримані з їх допомогою рішення придатні для розрахунку звичайних силових трансформаторів, у яких опір розсіювання значно менше опору взаємоіндукції. Проте у вольтододавальних трансформаторах [84, 87], що мають широкий діапазон зміни магнітної індукції, значення опорів розсіювання в окремих режимах може бути співрозмірно зі значенням опору взаємоіндукції. Під час розрахунку режимів мереж із такими трансформаторами необхідно враховувати характер зміни опорів із зміною режимів роботи і конструктивного виконання трансформатора.

Для отримання математичного опису опорів розсіювання  $Z_{\sigma C}$ ,  $X_{\sigma B}$ , потокам розсіювання  $\Phi_{\sigma C}$ ,  $\Phi_{\sigma B}$  застосований комплексний метод [92], за якого частина параметрів визначалася експериментально, а частина отримана зі схеми заміщення розрахунковим шляхом. Аналітичне вираження для опору розсіювання

отримане за допомогою методу планування експерименту [68], як

$$Z_{\sigma iC} = E_{\sigma iC} / I_{li} \quad (2.24)$$

де  $E_{\sigma iC} = E_{01} i - E_{02}$ ;  $E_{01} i$  — значення ЕРС на затискачах контрольної обмотки, намотаної на вільній від обмоток ділянці магнітопроводу;  $E_{02}$  — значення ЕРС на затискачах контрольної обмотки, що знаходиться під вторинною обмоткою;  $I_{li}$  — значення первинного струму  $i$ -ої обмотки.

Оскільки в межах серії трансформаторів їх параметри мало залежать від потужності, а відносно значення опору розсіювання практичні змінюється в широкому діапазоні потужностей [91], завдання аналізу зведене до визначення впливу п'яти незалежних чинників (модуля повного опору ланцюга первинної обмотки  $Z_{1п}$ , модуля  $U_1$  і фази первинної напруги, модуля і аргументу повного опору вторинної обмотки  $Z_{2п}$ ) на змінність середнього значення  $Z_{\sigma iC}$ .

Отримані в результаті регресійного аналізу рівняння мають вигляд [52]:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{\sigma iC} = & 0,358 + 0,088X_1 + 0,075X_2 + 0,175X_3 - 0,065X_4 + 0,072X_5 - 0,067X_1^2 - \\ & - 0,143X_3^2 + 0,177X_4^2 - 0,179X_5^2 + 0,048X_1X_3 - 0,132X_1X_4 + 0,036X_1X_5 + \\ & + 0,025X_2X_3 - 0,059X_2X_4 + 0,129X_2X_5 + 0,102X_3X_4 - 0,031X_3X_5 - 0,076X_4X_5 \end{aligned} \quad (2.25)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{\sigma iC}'' = & 0,180 + 0,035X_1 + 0,021X_2 + 0,057X_3 + 0,024X_4 + 0,026X_5 - 0,021X_2^2 - \\ & - 0,043X_3^2 + 0,057X_4^2 - 0,091X_5^2 - 0,018X_1X_3 - 0,062X_1X_4 + 0,012X_1X_5 + \\ & + 0,011X_2X_3 - 0,025X_2X_4 + 0,061X_2X_5 + 0,063X_3X_4 - 0,014X_3X_5 - 0,031X_4X_5 \end{aligned} \quad (2.26)$$

Тут  $Z_{\sigma iC}''$  — значення  $Z_{\sigma iC}$  при розташуванні обмоток на двох стрижнях;  $Z_{\sigma iC}'$  — значення  $Z_{\sigma iC}$  у разі розташування обмоток на одному стрижні.

Вирази для опору розсіювання  $X_{\sigma iB}$  отримане з урахуванням того, що:

$$\Phi_{\sigma liB} = \Phi_{li} - \Phi_{mli} \quad (2.27)$$

Прийнявши

$$X_{\sigma liB} = \omega W_{li}^2 / R_{\sigma liB} \quad (2.28)$$

$$\Phi_{\sigma liB} = I_{li} W_{li} / R_{\sigma liB} \quad (2.29)$$

$$\Phi_{li} = U_{li} / 4,44fW_{li} \quad (2.30)$$

$$\Phi_{mli} = B_{mli} S_{li} \quad (2.31)$$

і підставивши (2.28), (2.29), (2.30) в (2.27) отримаємо:

$$X_{\sigma liB} = \frac{\omega W_{li}^2 K}{I_{li} 4,44f} \left( \frac{U_{li}}{W_{li}} - \frac{E_2}{W_2} \right) \quad (2.32)$$

Значення індукції  $B_{mli}$  на вільних ділянках магнітопроводу отримано на основі статистичної обробки інформації про характер розподілу індукції уздовж середньої силової лінії магнітопроводу у вигляді:

$$B_{mli} = B_0 + K(B_0 - B_{m2}) \quad (2.33)$$

де  $B_0 = U_1 / 4,44 f W_1 S_1$  — значення індукції в магнітопроводі в режимі холостого ходу;  $K$  — емпіричний коефіцієнт (при концентричному розташуванні обмоток на двох стрижнях  $K = 1,1$ , а на одному стрижні  $K = 1,2$  [85]).

Значення магнітної індукції на ділянці під вторинною обмоткою визначено з урахуванням того, що ні через одну точку в межах перерізу магнітопроводу не можуть одночасно проходити дві лінії поля протилежного напрямку, а також того, що усі лінії поля вторинної обмотки проходять по сталі (тобто  $\Phi_{\mu 2} = \Phi_2$ )

$$B_{\mu 2} = \frac{E_2}{4,44 f W_2 S_2} \quad (2.34)$$

де  $E_2$  — значення ЕРС на затискачах вторинної обмотки, що визначається за розробленою методикою.

Вираз (2.32) є математичною моделлю, яка дозволяє розраховувати значення опору розсіювання  $\Phi_{\sigma}$  з урахуванням впливу режимів роботи у межах певних варіантів конструктивного виконання трансформатора. У зв'язку із складною і нечітко вираженою залежністю ЕРС  $E_2$  і струму  $I_1$  від параметрів і режимів ВДТ, застосування (2.32) не забезпечує наочності результатів і вимагає великих витрат машинного часу. З метою отримання математичного опису з чітким зв'язком між змінними, застосуванням теорії і методів планування експерименту (2.32) приведено до простішого, поліноміального вигляду. При цьому, як і у попередньому випадку, завдання аналізу зведено до визначення п'яти незалежних чинників на змінність середнього значення  $\Phi_{\sigma 1B}$ . Отримані в результаті регресивного аналізу рівняння мають вигляд:

$$X'_{\sigma 1B} = 0,303 + 0,192X_1 - 0,175X_2 - 0,054X_3 + 0,716X_4 - 0,153X_5 - 0,511X_1^2 - 0,617X_2^2 - 0,535X_3^2 - 0,216X_4^2 - 0,155X_5^2 + 0,024X_1X_3 - 0,034X_2X_4 - 0,031X_3X_5 \quad (2.35)$$

$$X''_{\sigma 1B} = 0,364 - 0,125X_1 - 0,145X_2 - 0,071X_3 + 0,616X_4 + 0,177X_5 + 0,621X_2^2 - 0,443X_3^2 - 0,156X_4^2 + 0,068X_5^2 - 0,022X_1X_3 - 0,025X_2X_4 - 0,020X_3X_5 \quad (2.36)$$

де  $X'_{\sigma 1B}$ ,  $X''_{\sigma 1B}$  — значення опору  $X_{\sigma 1B}$  у разі розташування обмоток на одному і на двох стрижнях відповідно.

Математичні описи (2.25), (2.26), (2.35), (2.36) дозволяють розраховувати значення опорів розсіювання вольтододавальних трансформаторів розглянутих конструкцій з урахуванням впливу їх режимів роботи, а також оцінювати міру, як самостійного, так і спільного впливу основних параметрів трансформатора на значення опорів розсіювання. На рисунку 2.15 подані графічні залежності величини опорів розсіювання від параметрів ВДТ, отримані розрахунком під час розробки відрізка серії ВДТ середньої потужності. Подані також аналогічні

залежності, отримані експериментально на дослідних зразках ВДТ  $S_{\text{прох}} = 100$  кВА, виготовлених із розташуванням обмоток, як на одному, так і на двох стрижнях.

## 2.4 Моделювання режимів ВДТ

### 2.4.1 Обґрунтування застосування методу степеневих рядів

Відомі методи розрахунку електричних мереж із силовими трансформаторами в основі своїй виходять із спрощеного уявлення про електромагнітні процеси в трансформаторах і не враховують широких меж зміни стану магнітної системи із зміною параметрів магнітного ланцюга первинної і вторинної обмоток, а також її впливу на величину і характер розподілу магнітних потоків у трансформаторі, модуль, фазу і гармонійний склад ЕРС і струмів в обмотках. Вживані графоаналітичні методи, у яких основними операціями і алгоритмами під час визначення струмів і напруги є графічні побудови, що доповнюються деякими чисельними методами [69], не в змозі вирішити проблему. Вони засновані на графічному підрахунку певного інтеграла, або на підрахунку інтеграла за формулою трапецій і тому забезпечують вирішення тільки простих завдань. Групу аналітичних методів складають методи розрахунку, у яких основною операцією, під час визначення залежності струмів і напруги від часу, є точна або наближена інтеграція диференціальних рівнянь ланцюгів, у яких подаються аналітичні вирази характеристик нелінійних елементів [70]. Вона може бути подана двома підгрупами методів. Першу підгрупу складають методи, що забезпечують можливість отримання рішення у вигляді формули, у яку входять усі параметри схеми і яка дозволяє досліджувати вплив кожного з параметрів схеми на процеси в ній. Ця підгрупа методів застосована до ланцюгів з незначною нелінійністю. У неї входять методи інтеграції, нелінійної апроксимації, методи кусково-лінійної апроксимації, амплітуд, що повільно міняються, малого параметра, інтегральних рівнянь, варіаційний та інші.

В основу другої підгрупи аналітичних методів покладена чисельна інтеграція систем нелінійних диференціальних рівнянь за часом. Методи цієї групи не забезпечують рішення в загальному вигляді, хоча і дозволяють розраховувати, як перехідні, так і сталі процеси у схемах із декількома нелінійностями. Крім того, здебільшого відомі методи орієнтовані на розрахунки по значеннях перших гармонік струмів і напруги [90]. Подібні розрахунки забезпечують відносну швидкість розрахунку і можливість судження про процес, у цілому. У той же час їхня точність низька і не завжди

відповідає вимогам визначеного завдання, тому у цих умовах прийнятнішим є розрахунок по миттєвих значеннях струмів і напруги. Проте застосування такого підходу для розрахунку нелінійних ланцюгів у широкому діапазоні зміни результуючої МРС зв'язане з великим обсягом обчислень, слабкою збіжністю розрахунків і великим часом обчислень.

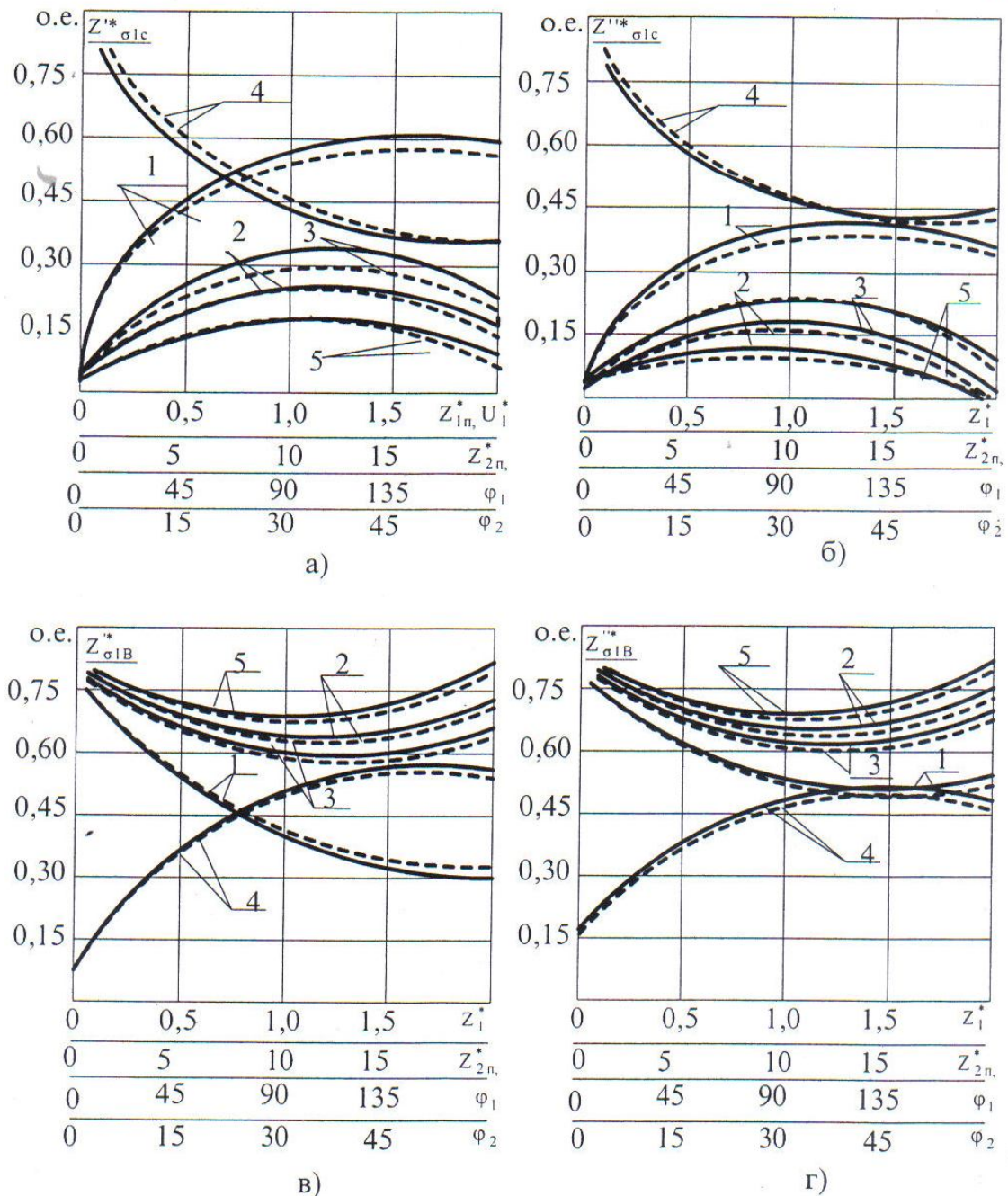


Рисунок 2.15 – Залежність опорів розсіяння  $Z'_{\sigma 1c} = Z'_{\sigma 1c}/Z_0$ ,  $Z''_{\sigma 1c} = Z''_{\sigma 1c}/Z_0$ ,  $Z'_{\sigma 1B} = Z'_{\sigma 1B}/Z_0$ ,  $Z''_{\sigma 1B} = Z''_{\sigma 1B}/Z_0$ , від модуля повного опору ланцюга первинної обмотки  $Z'^*_i = Z'_i/Z_0$  (1), модуля  $U'^*_1 = U'_1/U_{1ном}$  (2) і фази  $\varphi_1$  (3) первинної напруги  $U_1$ , модуля  $Z^*_{2п} = Z_{2п}/Z_0$ , (4) і аргументу  $\varphi_{2п}$  (5) повного опору ланцюга вторинної обмотки  $Z_{2п}$ :

\_\_\_\_\_ розрахунок; - - - - експеримент

У цих умовах можливим рішенням є використання однокрокових методів, наприклад, методу Рунге-Куты [53]. Проте в цьому випадку на кожному кроці рішення потрібне багатократне обчислення правої частини і обчислення нелінійних коефіцієнтів системи рівнянь. Ураховуючи те, що для отримання достатньої точності розв'язання задачі з початковими умовами, потрібний вибір дуже малих шагів  $\Delta\omega t$ , особливо враховуючи необхідність опису дії ступінчастої функції ключа, очікуваний час рішення навіть на сучасних швидкодіючих ЕОМ виявляється настільки великим, що стає неможливим проведення масштабних досліджень за прийнятний час. Крім того, наявні значні помилки під час визначення миттєвих значень, пов'язані з грубим описом ступінчастої функції керування.

Перспективнішими для цих умов може стати застосування багатокрокових методів, наприклад, методу прогнозу і корекції [70]. Проте ці методи при порядку більше 1, із-за складності нелінійної залежності взаємної індуктивності обмоток трансформатора від сумарної МРС мають відсутність стійкості (малі зміни параметрів у схемі призводять до значних відхилень результатів обчислень). Отже, вирішення питання про стійкість методу для цих умов є проблематичним.

Як свідчать результати досліджень [90] якнайповніше вимогам цього завдання відповідають методи розрахунку, засновані на застосуванні степеневих рядів. За чисельної інтеграції систем диференціальних рівнянь у поєднанні з розрахунком миттєвих значень струмів і напруги на елементах ланцюга їх, застосування забезпечує швидко збіжність результатів і малий час розрахунку. Останнє особливо важливе у разі застосування моделей у складі комплексів, що оперативно управляють. Це є достатнім обґрунтуванням необхідності застосування методу степеневих рядів для аналізу режимів ВДТ з електронним управлінням як системи з періодичною зміною параметрів. Крім того, у зв'язку з тим, що характеристика електронних елементів має дискретний характер, вони належать до систем з широким частотним спектром і для їх дослідження неприпустимі допущення, засновані на усереднюванні або інтегральній оцінці.

Метод степеневих рядів, відомий в літературі як метод Тейлора, що отримав свій подальший розвиток стосовно завдань електротехніки в роботах Г. Е. Пухова і Л. П. Гаврилова [91, 92, 93], позбавлений указаних недоліків. Він забезпечує високу точність розрахунку за прийнятний час за будь-якої періодичної зміни параметрів. Цей метод належить до класу спектральних. Його суть полягає в заміні тимчасових функцій  $X(t)$  в окілах точки 1 степеневим рядом, члени якого це єднання постійних коефіцієнтів степеневих функції з цілими показниками мір від різниці  $t - t_1$  [91].

$$f(t) = \sum_r A(t - t_1)^r \quad (2.37)$$

де  $A$  — коефіцієнти розкладання в ряд;  $r$  - номер коефіцієнта ряду;  $f(t_1)$  —  $r$ -а похідна функції  $f(t)$  у точці 1.

Застосування методу для вирішення завдань енергетики мало досліджено, а для певних умов не досліджено взагалі, тому в наступних підрозділах наведено розвиток методу степеневих рядів для вирішення завдань дослідження режимів роботи ВДТ з електронним управлінням.

#### 2.4.2 Математичне моделювання процесів в електричних мережах з ВДТ, що враховує нелінійність і глибоке насичення магнітної системи

Схемна модель ВДТ як елемента електричної мережі має систему незалежної зміни напруги на обмотці управління за допомогою електронних ключів. Моделювання ключів здійснене шляхом включення в ланцюг великого активного опору в непровідній частині напівперіоду, тоді як у частині провідного на півперіоду, його опір приймається близьким до нуля. Оскільки включення дуже великих опорів у схему при збереженні її топології часто веде до нестійкості під час вирішення вихідних систем рівнянь із-за поганої обумовленості їх матриць коефіцієнтів, для забезпечення надійного рішення величина замикаючого опору вентиля в розробленій моделі масштабована відносно модуля опору холостого ходу трансформатора

$$R_z = 10 \cdot Z_0 \quad (2.38)$$

де  $Z_0$  — модуль опору холостого ходу трансформатора за номінальної напруги;  $R_z$  — активний опір вентиля в режимі замикання.

Розроблена модель ВДТ забезпечує вивчення траєкторії миттєвих значень струмів і напруги в усіх обмотках трансформатора. Крім того, вона дає можливість визначати інтегральні характеристики на періоді: діючі значення струмів і напруги, їхні середні значення і гармонійний склад. У такому виконанні модель представляє роботу систем, що найчастіше реалізуються, із включеними в робочі обмотки активними й індуктивними опорами, і побудована для однофазного трансформатора. Проте в рівній мірі вона може бути застосована і до трифазного ВДТ з іншим характером опорів.

У описаному вище визначенні завдання система диференціальних рівнянь ВДТ нелінійна, оскільки нелінійні взаємноіндуктивності обмоток, визначувані насиченням магнітної системи, а також величиною активного опору напівпровідникового ключа в обмотці управління, ступінчастого струму, що змінюється на напівперіоді, у функції від сигналу керування. Оскільки аналітичне інтегрування нелінійної системи диференціальних рівнянь не



виявляється можливим, для вирішення завдання застосований чисельний метод інтегрування диференціальних рівнянь. Система диференціальних рівнянь, що описує роботу трансформатора за будь-яких форм струму і напруги в обмотках, подана у вигляді:

$$\bar{U} - R \cdot \bar{I} = \frac{d}{dt} \bar{\psi} \quad (2.39)$$

де  $\bar{U}$  — вектор миттєвих значень напруги, прикладеної до ланцюгів, у які включені обмотки трансформатора (усі джерела напруги мають внутрішні опори рівні нулю).

$$\bar{U} = \text{col}(u) \quad (2.40)$$

$R = \text{diag}(r)$  — діагональна матриця активних опорів, включених у ланцюги з обмотками трансформатора. Указані опори містять як опори обмоток трансформатора, так і послідовно включені опори в ланцюгах, включаючи опори навантаження і опори керуючих ключів;  $\bar{I}$  — вектор миттєвих значень струмів, що протікають по обмоткам трансформатора;  $\bar{\psi}$  — вектор сумарних потокозчеплень, пов'язаних з кожною із обмоток трансформатора.

$$\bar{\psi} = (M + L) \cdot \bar{I} \quad (2.41)$$

де  $M$  — матриця взаємної індуктивності обмоток.

Для приведенного трансформатора, коли всі обмотки об'єднані єдиною магнітною системою, елементи матриці  $M$  дорівнюють постійній величині. У цьому випадку замість матриці  $M$  можна використовувати скалярне значення  $M$  однакове для усіх обмоток трансформатора. Величина  $M$  залежить від міри насичення магнітної системи трансформатора і, отже, від суми миттєвих значень струмів, що протікають в обмотках трансформатора.

$$M = f(\sum i) \quad (2.42)$$

$L = \text{diag}(L\sigma)$  — діагональна матриця індуктивностей розсіювання.

У цих умовах права частина диференціального рівняння має вигляд

$$\frac{d}{dt} \bar{\psi} = \bar{I} \frac{dM}{dt} + M \frac{d\bar{I}}{dt} + L \frac{d\bar{I}}{dt} \quad (2.43)$$

Очевидно, що система диференціальних рівнянь (2.37) є нелінійною, оскільки нелінійними є залежності  $M = f(t)$ ,  $R = f(t)$ ,  $L\sigma i = f(I)$ .

Як зазначалося, використання для вирішення рівнянь (2.37) стандартних чисельних методів, наприклад, методу Рунге-Кутта, є недостатньо ефективним. Оскільки система (2.37), незважаючи на періодичність напруги, що подається, відповідно до визначення завдання є рівняннями Коши, то визначення характеристик  $M = f(t)$  тільки на основі інформації про величину струмів на попередньому кроці рішення може призводити до втрати точності рішення в тих точках періоду, де є істотна швидкість зміни  $M$  (на коліні характеристики

холостого ходу). Вказане призводить до необхідності використання дуже малих кроків дискретизації часу для забезпечення необхідної точності. З іншого боку, пряме обчислення  $M=f(i(t))$  без згладжування відповідної залежності, від попереднього кроку рішення до наступного, часто призводить до осциляції рішення і, як наслідок, до невисокої надійності отримуваних рішень. Вказане визначає необхідність використання за такого способу інтеграції спрощених виразів для гладкої апроксимації залежності  $M=f(W\Sigma i)$ .

Наведені труднощі можна обійти або використанням багатокрокових методів чисельної інтеграції рівнянь, або використанням методу Л. П. Гаврилова [92]. За розглянутих умов метод Гаврилова є переважним, оскільки він забезпечує необхідну гладкість нелінійної характеристики  $M = f$  (існування першої похідної) і забезпечує необхідну точність рішення під час вибору достатнього великого кроку інтеграції. При цьому, само рішення кожного варіанта завдання, завдяки збереженню матриці розкладання в ряд прикладеної напруги в кожній точці рішення, виконується за кінцевий час, а можливість збереження в пам'яті обчислювальної машини вектора рішення на попередньому періоді забезпечує надійну оцінку точності опису квазістаціонарного режиму шляхом порівняння результатів рішення на кожному кроці інтервалу попереднього і наступного періодів.

Відповідно до викладеного, часові функції  $i(t)$ ,  $u(t)$  в околах точки рішення 1 подано степеневими рядами

$$\begin{aligned} i_n &= \sum_{r=0} I_{nr} (t - t_1)^r \\ u_n &= \sum_{r=0} U_{nr} (t - t_1)^r \end{aligned} \quad (2.44)$$

де  $I_{nr}$ ,  $U_{nr}$  — коефіцієнти розкладання струмів і напруги в ланцюзі в ряд Тейлора навколо точки часу  $t_1$ .

Оскільки взаємоіндуктивність  $M$  є функцією від сумарної МРС для приведенного трансформатора  $M = f(W\Sigma i)$ , то похідну від взаємоіндуктивності за часом поданого у вигляді:

$$\frac{dM}{dt} = \frac{dM}{d(\Sigma i)} - \frac{d(\Sigma i)}{dt} \quad (2.45)$$

Приймаючи кусково-лінійну апроксимацію залежності

$$M = f(\Sigma i) \quad (2.46)$$

( $W$  — постійна величина) у межах зміни струмів на проміжку

$$\Sigma i(t)_1 \leq \Sigma i(t) \leq \Sigma i(t)_{1+1} \quad (2.47)$$

Взаємну індуктивність для суми струмів  $\Sigma i(t)$  можна записати у вигляді:

$$M = M(\Sigma i(t)_1 + k_{11}(\Sigma i(t) - \Sigma i(t)_1)) \cdot [\Sigma i(t) - \Sigma i(t)_1] \quad (2.48)$$

де  $\frac{dM}{dt}$  — диференційна взаємна індуктивність трансформатора.

Оскільки, відповідно до розкладання в ряд Тейлора, струм в обмотці n:

$$i(t)_n = I_{n0}(t - t_1)^0 + I_{n1}(t - t_1)^1 + I_{n2}(t - t_1)^2 + \dots, \quad (2.49)$$

а значення струму в часовій точці 1

$$i(t)_{n1} = I_{n0} \quad (2.50)$$

то взаємну індуктивність можна записати у вигляді:

$$M = M_1 + k_{r1} \cdot \sum [I_{n1}(t - t_1)^1 + I_{n2}(t - t_1)^2 + \dots] \quad (2.51)$$

чи, позначивши  $\Delta t = t - t_1$ , отримаємо

$$M = M_1 + k_{t1} \cdot \sum_n [I_{n1}\Delta t^1 + I_{n2}\Delta t^2 + \dots] \quad (2.52)$$

Тоді похідна від взаємної індуктивності за часом має вигляд:

$$\begin{aligned} \frac{dM}{dt} &= \frac{d}{dt} \left[ M_1 + k_{t1} \sum_n (I_{n1}\Delta t^1 + I_{n2}\Delta t^2 + \dots) \right] = \\ &= k_{t1} \sum_n (I_{n1}\Delta t^0 + 2I_{n2}\Delta t^1 + 3I_{n3}\Delta t^2 + \dots) \end{aligned} \quad (2.53)$$

Тепер диференціальні рівняння трансформатора, наприклад для обмотки  $n = 1$ , перетворюється на рівняння алгебри для членів ряду (2.42) і (2.50) в околах часової точки 1

$$\begin{aligned} &(U_{10}\Delta t^0 + U_{11}\Delta t^1 + U_{12}\Delta t^2 + \dots) - r_1 \cdot (I_{10}\Delta t^0 + I_{11}\Delta t^1 + I_{12}\Delta t^2 + \dots) = \\ &= k_{t1} (I_{11}\Delta t^0 + 2I_{12}\Delta t^1 + 3I_{13}\Delta t^2 + \dots + I_{21}\Delta t^0 + 2I_{22}\Delta t^1 + 3I_{23}\Delta t^2 + \dots) + \\ &+ (I_{n1}\Delta t^0 + 2I_{n2}\Delta t^1 + 3I_{n3}\Delta t^2 + \dots) + M \cdot (I_{11}\Delta t^0 + 2I_{n2}\Delta t^1 + 3I_{n3}\Delta t^2 + \\ &+ k_{t1} (I_{11}\Delta t^1 + I_{12}\Delta t^2 + I_{13}\Delta t^3 + \dots + I_{21}\Delta t^1 + I_{22}\Delta t^2 + I_{23}\Delta t^3 + \dots + \\ &+ I_{21}\Delta t^1 + I_{22}\Delta t^2 + I_{23}\Delta t^3 + \dots + I_{n1}\Delta t^1 + I_{n2}\Delta t^2 + I_{n3}\Delta t^3 + \dots) \cdot \\ &\cdot (I_{11}\Delta t^0 + 2I_{12}\Delta t^1 + 3I_{13}\Delta t^2 + \dots + I_{21}\Delta t^0 + 2I_{22}\Delta t^1 + 3I_{23}\Delta t^2 + \dots + \\ &+ I_{n1}\Delta t^0 + 2I_{n2}\Delta t^1 + 3I_{n3}\Delta t^2 + \dots) + L_{\sigma 1} (I_{11}\Delta t^0 + 2I_{12}\Delta t^1 + 3I_{13}\Delta t^2 + \dots) \end{aligned} \quad (2.54)$$

враховуючи, що

$$\sum_n I_{ni}\Delta t^k = I_{1i}\Delta t^k + I_{2i}\Delta t^k + \dots + I_{ni}\Delta t^k$$

записано

$$\begin{aligned} &(U_{10}\Delta t^0 + U_{11}\Delta t^1 + U_{12}\Delta t^2 + \dots) - r_1 (I_{10}\Delta t^0 + I_{11}\Delta t^1 + I_{12}\Delta t^2 + \dots) = \\ &= k_{t1} (\sum_n I_{n1}\Delta t^0 + 2\sum_n I_{n2}\Delta t^1 + 3\sum_n I_{n3}\Delta t^2 + \dots) \cdot (\sum_n I_{n0}\Delta t^0 + \sum_n I_{n1}\Delta t^1 + \sum_n I_{n2}\Delta t^2 + \dots) + \\ &+ M (\sum_n I_{ni}\Delta t^0 + 2\sum_n I_{n2}\Delta t^1 + 3\sum_n I_{n3}\Delta t^2 + \dots) + k_{t1} (\sum_n I_{n1}\Delta t^1 + \sum_n I_{n2}\Delta t^2 + \sum_n I_{n3}\Delta t^3 + \dots) \cdot \\ &\cdot (\sum_n I_{n1}\Delta t^0 + 2\sum_n I_{n2}\Delta t^1 + 3\sum_n I_{n3}\Delta t^2 + \dots) + L_{\sigma 1} (I_{11}\Delta t^0 + 2I_{12}\Delta t^1 + 3I_{13}\Delta t^2 + \dots) \end{aligned} \quad (2.55)$$

Винісши за дужки відповідні міри приросту часу  $\Delta tk$ , отримаємо праву частину рівняння (2.56) у вигляді

$$\begin{aligned}
& k_{t1} \left[ \left( \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n0} \right) \Delta t + \left( \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n1} + 2 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n0} \right) \Delta t^1 + \right. \\
& \left. + \left( \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n2} + 2 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n1} + 3 \sum_n I_{n3} \sum_n I_{n0} \right) \Delta t^2 + \right. \\
& \left. + \left( \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n3} + 2 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n2} + 3 \sum_n I_{n3} \sum_n I_{n1} + 4 \sum_n I_{n4} \right) \Delta t^3 + \dots \right] + \\
& + M \left( \sum_n I_{n1} \Delta t^0 + 2 \sum_n I_{n2} \Delta t^1 + 3 \sum_n I_{n3} \Delta t^2 + 4 \sum_n I_{n4} \Delta t^3 + \dots \right) + \\
& + k_{t1} \left[ \left( \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n1} \right) \Delta t^1 + \left( 2 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n2} + \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n1} \right) \Delta t^2 + \right. \\
& \left. + \left( 2 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n2} + \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n1} \right) \Delta t^2 + \right. \\
& \left. + \left( 3 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n3} + 2 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n2} + \sum_n I_{n3} \sum_n I_{n1} \right) \Delta t^3 + \right. \\
& \left. + 4 \left( 4 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n4} + 3 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n3} + 2 \sum_n I_{n3} \sum_n I_{n2} + \sum_n I_{n4} \right) \Delta t^4 + \dots \right] + \quad (2.56) \\
& L_{\sigma 1} (I_{11} \Delta t^0 + 2 I_{12} \Delta t^1 + 3 I_{13} \Delta t^2 + 4 I_{14} \Delta t^3 + \dots)
\end{aligned}$$

Прирівнюючи доданки в лівій і правій частинах рівняння (2.57), що мають однакову міру за  $\Delta t$ , маємо для кожної обмотки систему рівнянь

$$\begin{aligned}
U_{10} - r_1 I_{10} &= M \cdot \sum_n I_{n1} + k_{r1} \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n0} + L_{\sigma 1} L_{11} \\
U_{11} - r_1 I_{11} &= 2M \sum_n I_{n2} + k_{r1} \left( \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n1} + 2 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n0} + \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n1} \right) + 2L_{\sigma 1} L_{1c} \\
U_{12} - r_1 I_{12} &= 3M \sum_n I_{n3} + k_{t1} \left( \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n2} + 2 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n1} + 3 \sum_n I_{n3} \sum_n I_{n0} + \right. \\
& \quad \left. + 2 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n2} + \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n1} \right) + 3L_{\sigma 1} L_{13} \\
U_{13} - r_1 I_{13} &= 4M \sum_n I_{n4} + k_{t1} \left( \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n3} + 2 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n2} + 3 \sum_n I_{n3} \sum_n I_{n1} + \right. \\
& \quad \left. + 4 \sum_n I_{n4} \sum_n I_{n0} + 3 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n3} + 2 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n2} + \sum_n I_{n3} \right) + 4L_{\sigma 1} I_{14}
\end{aligned} \quad (2.57)$$

і так далі.

Тоді, збираючи в дужках члени одного виду, маємо

$$\begin{aligned}
U_{10} - I_{10} r_1 &= M \sum_n I_{n1} + k_{t1} \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n0} + L_{\sigma 1} I_{11} \\
U_{11} - r_1 I_{11} &= 2M \sum_n I_{n2} + k_{t1} \left( 2 \sum_n I_{n2} + 2 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n1} \right) + 2L_{\sigma 1} I_{12} \\
U_{12} - r_1 I_{12} &= 3M \sum_n I_{n3} + k_{t1} \left( 3 \sum_n I_{n0} \sum_n I_{n3} + 6 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n2} \right) + 3L_{\sigma 1} I_{13} \\
U_{13} - r_1 I_{13} &= 4M \sum_n I_{n4} + k_{t1} \left( 4 \sum_n I_{n0} \sum_n I_{n1} + 8 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n3} + 4 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n2} \right) + 4L_{\sigma 1} I_{14}
\end{aligned} \quad (2.58)$$

і так далі.

Кожен із додатків у дужках окрім множин мають співмножники, тому рішення можна подати у формі

$$C_{\gamma} = 2(r+1) \sum_{h+s=r+1} \frac{\sum_n I_{n1} \sum_n I_{n2}}{d} \quad (2.59)$$

де  $\alpha=1$ , якщо  $h \neq s$  і  $\alpha=2$ , якщо  $h = s$  для усіх значень  $s > h$ ;  $s = r + 1 - h$ .

У цих умовах (2.57) правильно для будь-якого з приведених вище складових, якщо  $r=1, h=1, s=1, h+s=r+i=2; d=2$

$$C_{\gamma} = 2(1+1) \cdot \left[ \frac{\sum_n I_{n1} \sum_n I_{n1}}{2} \right] = 2 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n1} \quad (2.60)$$

якщо  $r=2, h=1, s=2, h+s=r+i=3; d=i$

$$C_{\gamma} = 2(2+1) \left[ \frac{\sum_n I_{n1} \sum_n I_{n3}}{1} \right] = 8 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n2} \quad (2.61)$$

якщо  $r=3, h=1, s=3, h+s=r+i=4; d=i$

$$C_{\gamma} = 2(3+1) \left[ \frac{\sum_n I_{n1} \sum_n I_{n3}}{1} \right] = 8 \sum_n I_{n1} \sum_n I_{n3} \quad (2.62)$$

якщо  $h=2, s=2, h+s=r+i=4; d=2$

$$C_k = 2(3+1) \left[ \frac{\sum_n I_{n2} \sum_n I_{n2}}{2} \right] = 4 \sum_n I_{n2} \sum_n I_{n2} \quad (2.63)$$

Розділяючи додатки в дужках правих частин рівнянь на тих, що містять співмножник  $\Sigma I_{n0}$  і що не містять його, отримуємо рекурентну систему рівнянь для визначення коефіцієнта розкладання струму з номером  $(r+i)$  по значеннях відповідних коефіцієнтів струму з номером  $r$

$$A \cdot \dot{I}_{r+1} = (\dot{U}_r - r \cdot \dot{I}_r - k_{ti} C_r) / (r+1) \quad (2.64)$$

де  $A$  — матриця коефіцієнтів а розміром  $n \times n$  має елементи

$$a_{ii} = M + L_i + k_{ti} \sum_{i=1}^n I_{i0} \quad (2.65)$$

$$a_{ij} = a_{ji} = M + k_{ti} \sum_{l=1}^n I_{l0}$$

і не залежить від номера  $r$  обчислюваного коефіцієнта розкладання струмів у степеневий ряд. Для ланцюгів, де є індуктивності навантажень

$$L_i = L_{\sigma 1} + L_{nri} \quad (2.66)$$

у ланцюзі керування

$$L_i = L_{\sigma 1} \quad (2.67)$$

Отримаємо вектор  $(r + i)$ -х коефіцієнтів розкладання струмів у ряд Тейлора

$$\bar{I}_{r+1} = (I_{1r+1}, I_{2r+1}, I_{3r+1}, \dots, I_{nr+1}) \quad (2.68)$$

Аналогічно, інші вектори мають вигляд

$$\begin{aligned} \bar{U}_r &= (U_{1r}, U_{2r}, U_{3r}, \dots, U_{\gamma r}) \\ \bar{I}_r &= (I_{1r}, I_{2r}, I_{3r}, \dots, I_{\gamma r}) \end{aligned} \quad (2.69)$$

Коефіцієнт  $C_r$  визначений виразом (2.57). Інші величини описані вище.

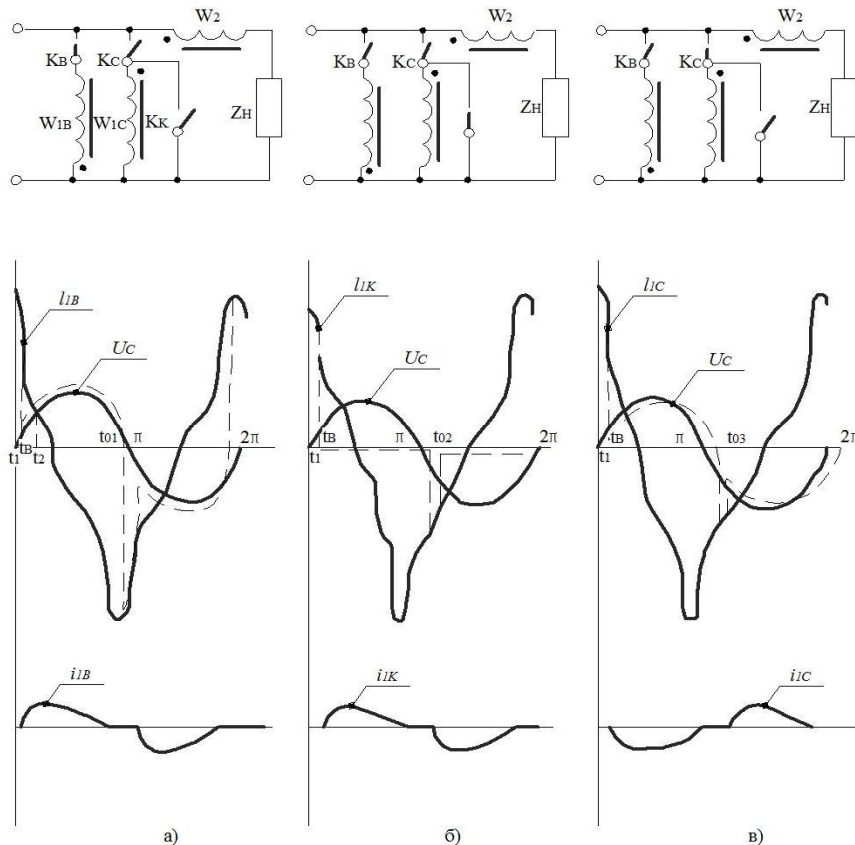


Рисунок 2.16 – Криві ЕРС  $e_{1B}(t)$ ,  $e_{1K}(t)$ ,  $e_{1C}(t)$  і струмів  $i_{1B}(t)$ ,  $i_{1K}(t)$ ,  $i_{1C}(t)$  ВДТ  $S_{\text{ПРОХ}}=100\text{кВА}$  220/36 В за  $Z_H=15$  Ом і  $\cos\varphi_H = 0,85$ :

*а – режим зустрічного включення; б – режим короткого замикання;  
в – режим узгодженого включення*

Відповідно до розроблених методик, алгоритмів і програм був зроблений розрахунок параметрів режиму відрізка серії ВДТ з тиристорним управлінням  $S_{\text{ПРОХ}}=63\text{-}160\text{кВА}$  на напругу  $U_1=3\times 380/220$  В,  $U_2=36$  В для Харківського заводу «Електромашина». На рисунку 2.16 наведені криві  $e_{\lambda}(t)$ ,  $i_{\lambda}(t)$ , отримані розрахунковим шляхом для різних умов роботи ВДТ. На рисунку 2.17 наведені графічні залежності гармонік ЕРС  $E_1$  в і струмів  $I_{1B}$  в обмотках, а також фазових кутів зрушення від кута регулювання. Тут же наведені результати вимірів ЕРС і струмів в обмотках ВДТ, отримані на дослідних зразках ВДТ

$S_{\text{ПРОХ}}=63\text{-}100\text{кВА}$ . Оцінка отриманих результатів свідчить про достатньо високу збіжність розрахункових і експериментальних даних. Розрахунок відносної похибки розрахунку основних параметрів режиму ВДТ показав, що її величина знаходиться на рівні 4-8 % [52], у той час, як розрахунок параметрів режиму ВДТ з використанням відомих методів розрахунку [10] забезпечує похибку розрахунку в межах 15-20 %. Це дає основу для більш широкого застосування розробленої моделі.

Аналіз отриманих даних свідчить про те, що під час регулювання напруги в мережах за допомогою ВДТ з електронним керуванням необхідно враховувати особливості його роботи в таких режимах: холостого ходу, викликаного глибоким насиченням магнітної системи, під дією МРС струму навантаження  $i_n$ ; у робочих режимах (зустрічного і узгодженого включення), викликаних зміною модуля і фази ЕРС і струмів на затискачах первинних обмоток, а також напругу передачі електромагнітної потужності із зміною параметрів ланцюга первинної і вторинної обмоток при перехідних процесах, викликаних комутаціями в ланцюзі первинних обмоток.

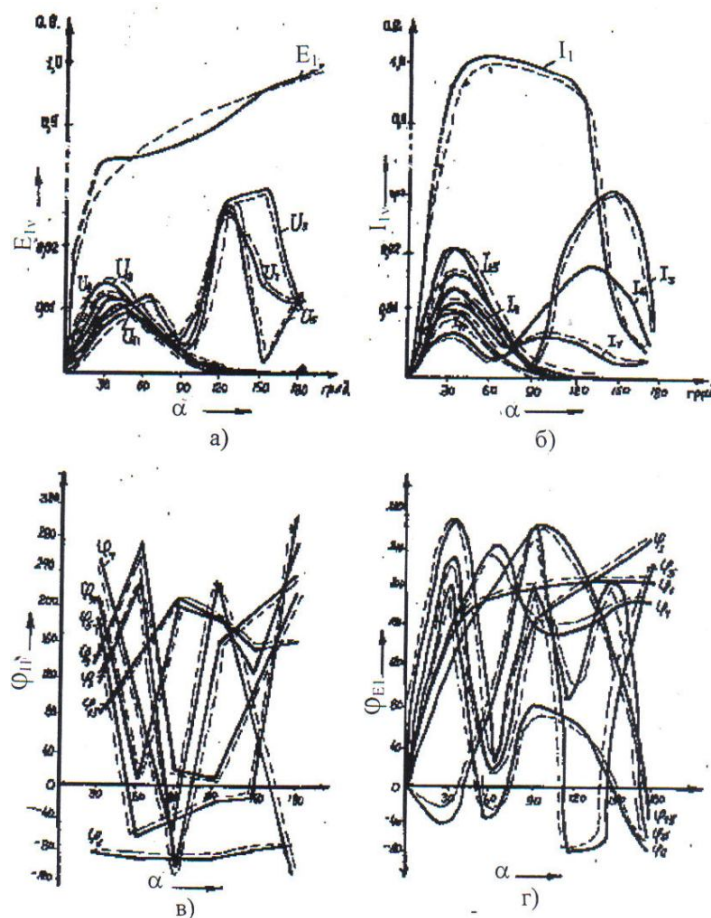


Рисунок 2.17 – Результати розрахунку модуля (а, б), фази (у, г) гармонік ЕДС  $E_{1v}$  і струму  $I_{1v}$  ВДТ  $S_{\text{ПРОХ}}=100\text{кВА}$  220/36 В за  $Z_H=15$  Ом і  $\varphi_H = 0,85$ ; 3, 5, 7, 9 – номери гармонік; (—) розрахунок; (---) експеримент

## 2.5 Синтез ВДТ із заданими властивостями

Як відомо [70], основне призначення ВДТ полягає в перетворенні ЕЕ, метою якого є забезпечення такого значення параметрів режиму РМ, за якого забезпечується найбільш ефективне функціонування СЕП. Отже, завдання розроблення ВДТ із заданими властивостями витікає із загального завдання оптимізації режимів РМ. Формально це завдання зводиться до оптимізації структури ВДТ і визначенню його параметрів, що забезпечують оптимальне значення параметрів режиму РМ відповідно до вибраного критерію оптимальності. Існує чотири основні напрями оптимізації силових електротехнічних пристроїв [78, 79]: за масогабаритними показниками, надійністю, економічними і енергетичними критеріями. Здебільшого у процесі оптимізації здійснюється зниження рівня складності цього завдання шляхом скалярізації або зменшення числа критеріїв. Залежно від вибраного критерію оптимізації визначене завдання вирішується, як екстремальне, обмежувальне [79]. Під час розроблення ВДТ досі як єдиний і основний розглядався критерій економічної ефективності, що є різницею приведених витрат на експлуатацію РС до і після його впровадження [36]. Таке положення могло вважатися прийнятним у разі застосування одиничних зразків ступінчастих ВДТ, що встановлювали на РС 110/6-10 кВ. Проте застосування ВДТ, що спостерігається останніми роками, у РМ 10 і 0,38 кВ, що характеризуються обмеженістю місця в РП, ТП і ВРУ будівель, істотно підвищило рівень вимог до масогабаритних показників. У цих умовах наявність великої кількості конструктивно-схемних рішень ВДТ і взаємний вплив масогабаритних і вартісних показників, з одного боку, а також відмінність одиниць їх виміру, з другого, роблять неможливим зведення критеріїв до одного і вимагають розв'язання задачі з урахуванням їхнього взаємного впливу.

Крім того, широке застосування електронних керованих елементів у силових ланцюгах ВДТ викликане необхідністю підвищення плавності регулювання напруги, зумовило підвищення зацікавленості до надійної і енергетичної оптимізації, які в сенсі кінцевого результату пов'язані з масогабаритною і економічною оптимізацією, але мають відмінні від них критерії і одиниці виміру. Це робить необхідним розширення числа критеріїв і відособлення обліку масогабаритного, надійнісного і енергетичного критеріїв.

Очевидно, що в цих умовах застосування відомих методів оптимізації, заснованих на скалярізації або зменшенні кількості критеріїв, не в змозі забезпечити необхідну точність розрахунку ВДТ, що працюють у складі РМ, з причини істотної важливості кожного з них. Отже, синтез ВДТ із заданими властивостями вимагає розв'язання задачі оптимізації режимів і параметрів



ВДТ із заданими властивостями, яке зводиться до ітераційного рішення двох завдань –структурно-параметричного і режимного синтезу. З математичного погляду ці завдання зводяться до знаходження вектора  $X$  значень  $x_i$ , незалежних параметрів  $x_i$ ,  $i = \overline{1, n}$ , за яких

$$\overline{Q}(X, U) = \min, \quad \forall X \in R_f(X); \quad f = \overline{1, n_0} \quad (2.70)$$

де  $Q(X, U)$  — цільова функція, що є критерієм оптимальності досліджуваного ВДТ;  $R_f(X)$  — область завдання незалежних параметрів ВДТ;  $n_0$  — число функціональних обмежень за умовами роботи ВДТ у складі РМ міст;  $U$  — незалежна змінна.

У теорії загальної оптимізації пристроїв перетворювальної техніки можна виділити три основні групи методів розв’язання цієї задачі: зважених оцінок, дивергентно-ковергентний і стохастичний або ітераційний [78]. Перший з них полягає в пошуку коефіцієнтів значущості  $\gamma_i (i = \overline{1, m})$  для комплексу критеріїв  $\varphi_i (i = \overline{1, m})$  оптимізації за різних умов у сфері можливих рішень. Оцінка рішення зводиться до пошуку сукупності значень  $\gamma_i$ ,  $\varphi_i$  що задовольняють умові  $\sum_{i=1}^m \varphi_i \gamma_i = \text{extr}$ . У другому випадку пошук оптимального рішення зводиться до багаторазового послідовно-паралельної оптимізації, початок якої дає загальна оптимізація режимів роботи і параметрів пристрою з дослідженням основних критеріїв, а результатом її є приватна оптимізація по найбільш важливому критерію. Ітераційний або стохастичний метод є суто аналітичним і подається у вигляді математичної моделі ітераційної процедури, що зводиться до визначення знаку оцінки.

Стосовно умов цього завдання, що характеризуються високим рівнем складності, а також наявністю великої кількості критеріїв, що не зводяться один до одного, найбільш прийнятним є метод зважених оцінок. Його застосування особливо ефективно у разі високого рівня невизначеності і найхарактерніше для умов застосування ВДТ у складі РМ міст. З урахуванням вищевикладеного критерійна функція оптимізації ВДТ подана у вигляді:

$$\overline{Q} = \sum_{i=1}^m \varphi_i \gamma_i \rightarrow \min \quad (2.71)$$

де  $\varphi_i$  — критерійна функція і -го показника ефективності;  $\gamma_i$  — ваговий коефіцієнт і-ої функції;  $m$  — число критеріїв.

Основним питанням, що виникає під час застосування (2.69), є отримання загального опису критерійних функцій  $\varphi_i$ . Труднощі його вирішення пов'язані з великою розмірністю завдання. Наявність великої кількості взаємозв'язаних параметрів роблять розв’язання задачі достатньо складним. Враховуючи вищевикладене, зниження розмірності завдання здійснено шляхом мінімізації

кількості параметрів, що оптимізуються.

Особливості схеми приєднання і способу регулювання напруги ВДТ зумовили можливість отримання великої кількості рівнозначних технічних рішень шляхом зміни структури ВДТ, числа попарно працюючих обмоток або ключів. Крім того, зважаючи на взаємний зв'язок і взаємний вплив параметрів і критеріїв оптимізації, досягнення оптимального результату можливе за їхнього різного поєднання. Аналіз схем і конструкцій ВДТ з електронним керуванням [56] дозволив звести завдання дослідження впливу ВДТ на ефективність функціонування РМ до оцінки впливу структури ВДТ (трифазна або групова), числа обмоток  $n_0$  і числа ключів  $n_K$  на техніко-економічні показники ВДТ, визначувані його масою, габаритами, надійністю і економічністю функціонування у складі РМ. Для характеристики останніх використані лінійні розміри ВДТ  $L$ ,  $H$ , величина приведених витрат  $З_{пр}$ , значення коефіцієнта реактивної потужності  $tg\phi$ , коефіцієнтів несинусоїдальності  $K_U$ , нульової  $K_{OU}$  і зворотною  $K_{2U}$  послідовностей величин  $U_\Delta$ ,  $I_\Delta$  і швидкостей зміни напруги  $du_\Delta/dt$  і струму  $di_\Delta/dt$ , на електронних елементах. У результаті завдання синтезу ВДТ із заданими властивостями зведене до дослідження впливу чотирьох незалежних параметрів ВДТ  $n_0$ ,  $n_K$ ,  $S_\Phi$ ,  $n_T$  на мінливість параметрів оптимізації  $L$ ,  $H$ ,  $З_{пр}$ ,  $tg\phi$ ,  $K_U$ ,  $K_{OU}$ ,  $K_{2U}$ ,  $U_\Delta$ ,  $I_\Delta$ ,  $du_\Delta/dt$ ,  $di_\Delta/dt$ , що оцінюється за значенням надійного, економічного, масогабаритного і енергетичного критеріїв. У роботах [78, 79] такий підхід не знайшов свого відбиття, тому в цій монографії наведено основні розрахункові співвідношення, що дозволяють кількісно врахувати вказані впливи.

Оцінка впливу числа обмоток  $n_0$  на масу  $G_T$  і лінійні розміри ВДТ  $L_T$ ,  $H_T$  (рис. 2.18) здійснювалася на прикладі  $n$ -обмоточного ВДТ з концентричним розташуванням обмоток, виходячи з визначення сумарного приведенного розміру обмоток ВН і НН [100] у вигляді:

$$\frac{a_1 + a_2}{3} \approx \sqrt[4]{S_\Phi} \cdot 10^{-2} \quad (2.72)$$

З урахуванням того, що [100]

$$a_1 = K \sqrt[4]{S_\Phi} \cdot 10^{-2} = 1,1 \sqrt[4]{S_\Phi} \cdot 10^{-2} \quad (2.73)$$

вираження для  $a_2$  отримане у вигляді

$$a_2 = 1,9 \sqrt[4]{S_\Phi} \cdot 10^{-2} \quad (2.74)$$

де  $a_1$ ,  $a_2$  — радіальні розміри первинної і вторинної обмоток;  $K$  — поправочний коефіцієнт (для трансформаторів до 630 кВА  $K=1,1$  [10]).

Відповідно до рисунка 2.18 вираз для лінійних розмірів  $L_T$ ,  $H_T$  отримані для однофазного ВДТ у вигляді:

$$L_T^I = 2d + \sum_n 2a_n + \sum_n 2a_{n(n-1)} + a_{0n} \quad (2.75)$$

$$H_T^1 = d + \sum_n 2a_n + \sum_n 2a_{n(n-1)} \quad (2.76)$$

Для трифазного ВДТ

$$L_T^3 = 3 \left( d + \sum_n 2a_n + \sum_n 2a_{n(n-1)} + a_{0n} \right) \quad (2.77)$$

$$H_T^3 = \left( d + \sum_n 2a_n + \sum_n 2a_{n(n-1)} \right) \quad (2.78)$$

де  $d$  — діаметр стрижня;  $a_n$  — радіальний розмір  $n$ -ої обмотки;  $a_{n(n-1)}$  — ізоляційний проміжок між  $n$ -ою і  $(n+1)$ -ою обмотками;  $a_{0n}$  — ізоляційний проміжок між  $n$ -ою обмоткою і стрижнем.

Розмір  $d$  у загальному вигляді отриманий на підставі [100] у вигляді:

$$d = 0,507 \sqrt{\frac{S_\Phi \cdot \beta \cdot a_p \cdot K_p}{f \cdot U_p \cdot B_c^2 \cdot K_c^2}} \quad (2.79)$$

де  $\beta = \pi d_{12}/l$  — постійна, визначувана співвідношенням між діаметром і висотою обмотки;  $d_{12}$  — діаметр осьового каналу між обмотками;  $l$  — осьовий розмір обмоток;  $K_\Phi$  — коефіцієнт приведення ідеального поля розсіяння до реального;  $f$  — частота мережі;  $U_p = \sqrt{U_K^2 - U_A^2}$  — реактивна складова напруги якого замикання  $U_K$ ;  $U_A = P_K/I_0 S_H$  — активна складова напруги короткого замикання;  $P_K$  — потужність короткого замикання;  $S_H$  — номінальна потужність трансформатора;  $B_c$  — індукція у сталі, що визначається по (2.16) (2.20);  $K_c$  — коефіцієнт заповнення сталлю площі круга;  $a_p = a_{1n} + (a_1 + a_2)/3$ ;  $a_{12}$  — ізоляційний канал між первинною і вторинною обмотками.

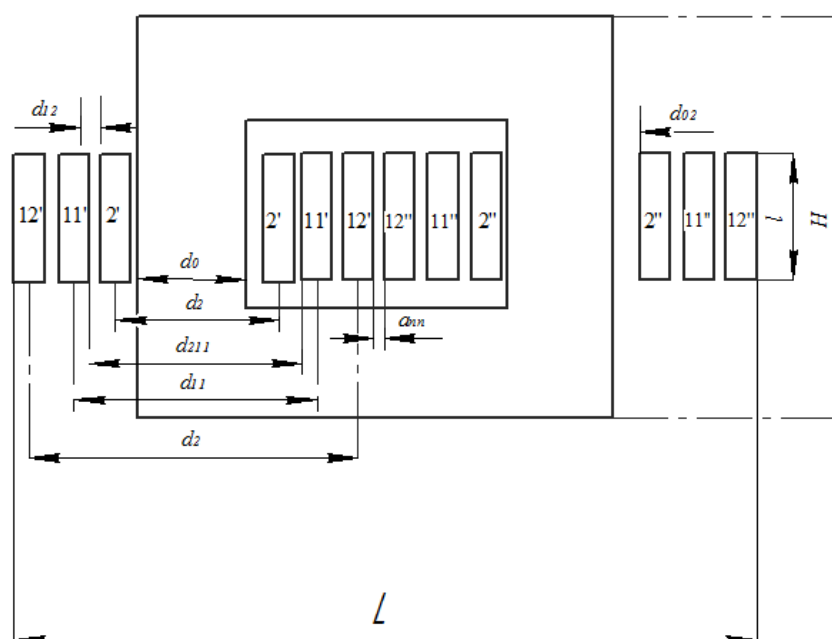


Рисунок 2.18 – Лінійні розміри ВДТ

У реальному діапазоні потужностей ВДТ можна прийняти  $\beta=1,2$ ;  $K_p=0,95$ ;  $P_K/S_H = 21,3$ ;  $U_K = 4,52$ ;  $a_{(n-1)}=a_2$ ;  $a_{n(n-1)}=a_2$ ;  $a_{n(n-1)}=a_{12}$ ;  $B_C=1,42$  Тл;  $K_C=0,855$ ;  $a_{1n}=a_{2(n-2)}+a_{12(n-1)}$ ;  $a_{12}=0,01$  м [100]. Тоді для цих умов можна записати

$$d = 0,507 \sqrt[4]{\frac{S_\phi \cdot 1,2 \cdot 0,855 [1,9 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n-2) + 0,01(n-1)]}{50 \cdot 3,96 \cdot 1,42^2 \cdot 0,855^2}} =$$

$$= 0,507 \sqrt{\frac{S_\phi [1,9 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n-2) + 0,01(n-1)]}{284,57}} \quad (2.80)$$

З урахуванням (2.78), (2.73), (2.74) запишуться у вигляді

$$L_T = 1,014 \sqrt[4]{\frac{S_\phi [1,9 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n_0-2) + 0,01(n_0-1)]}{284,57}} + 6 \sum_n \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 10^{-2} + 0,02_{n_0} \quad (2.81)$$

$$H_T = 0,507 \sqrt[4]{\frac{S_\phi [1,9 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n_0-1)]}{284,57}} + 6 \sum_n \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 10^{-2} + 0,02(n_0-1) \quad (2.82)$$

Оцінювання впливу числа ключів  $n_K$  на лінійні розміри ВДТ здійснювалися по зміні розмірів силового комутатора з системою керування, визначуваних за формулою [29]:

$$L_K = 0,2 B_K = (0,02 L_T \cdot n_K)^{1/2}$$

У результаті лінійні розміри ВДТ електронним комутатором

$$L = L_K + L_T = L_T + (0,1 L_T n_K)^{1/2} = L_T^{3/2} \left[ 1 + (0,1 n_K)^{1/2} \right] =$$

$$= \left[ 1,014 \sqrt{\frac{S_\phi [1,9 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n_0-2) + 0,01(n_0-1)]}{284,57}} + 6 \sum \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} + 0,02 n_0 \right]^{3/2} =$$

$$= \left[ 1 + (0,1 n_K)^{1/2} \right] \quad (2.83)$$

$$H = H_K + H_T = \left[ 0,507 \sqrt[4]{\frac{S_\phi [1,9 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n_0-2) + 0,01(n_0-1)]}{284,57}} + 6 \sum_n \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 10^{-2} + 0,02 n_0 \right] = \left[ 1 + (0,1 n_K)^{1/2} \right] \quad (2.84)$$

Рівняння (2.81), (2.82) становлять, по суті, критерійні функції масо-габаритного показника. У загальному вигляді

$$L = \varphi(n_0, n_K, S_\phi, n_T) \rightarrow \min \quad (2.85)$$

$$H = \varphi(n_0, n_K, S_\phi, n_T) \rightarrow \min \quad (2.86)$$

Впливи числа обмоток  $n_O$  на масу ВДТ  $G_T$  оцінювався по зміні маси активних матеріалів (стали магнітопроводу  $G_{CT}$  і металу обмоток  $G_O$ ), викликаному зміною радіального розміру обмоток  $a$ , довжини  $l_C$  і перерізу  $\Pi_1$

магнітопроводу. Відповідно до [91] маса активних матеріалів трансформатора зростає пропорційно кубу будь-якого з його лінійних розмірів, тому

$$\delta G_T^1 \approx (\delta L_T^1)^3 = \left[ \frac{1,014^4 \sqrt[4]{\frac{S_\phi [19^4 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n_0 - 2) + 0,01(n_0 - 1)]}{284,57}}}{+ 6 \sum \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} + 0,02n_0}} \right]^3 \times (1 + 0,01nk)^{1/3} \quad (2.87)$$

$$\delta G_T^1 \approx (\delta L_T^3)^3 = \left[ \frac{0,507^4 \sqrt[4]{\frac{S_\phi [19^4 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n_0 - 2) + 0,01(n_0 - 1)]}{284,57}}}{+ 6 \sum \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} + 0,02n_0}} \right]^3 \times (1 + 0,01nk)^{1/3} \quad (2.88)$$

Вплив числа ключів  $n_K$  на масу ВДТ  $G_T$  оцінювався по зміні маси силового блока системою керування за формулою [29]

$$G_K \approx (0,01G_T n_K)^{1/3} \quad (2.89)$$

Тоді

$$\begin{aligned} G^1 &= G_T^1 + G_K \approx G_T^1 (1 + 0,01n_K)^{1/3} = \\ &= \left[ \frac{1,014^4 \sqrt[4]{\frac{S_\phi [1,9^4 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n_0 - 2) + 0,01(n_0 - 1)]}{284,57}}}{+ 6 \sum_n \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 10^{-2} + 0,02n_0}} \right]^3 \times \\ &\times (1 + 0,01n_K)^{1/3} \end{aligned} \quad (2.90)$$

$$\begin{aligned} G^3 &= G_T^3 + G_K \approx G_T^3 (1 + 0,01n_K)^{1/3} = \\ &= \left[ \frac{0,507^4 \sqrt[4]{\frac{S_\phi [1,9^4 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2} (n_0 - 2) + 0,01(n_0 - 1)]}{284,57}}}{+ 6 \sum_n \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 10^{-2} + 0,02n_0}} \right]^3 \times \\ &\times (1 + 0,01n_K)^{1/3} \end{aligned} \quad (2.91)$$

У результаті завдання дослідження впливу параметрів ВДТ на його масо-габаритні показники зведене до оцінки функціоналів виду

$$\begin{aligned} L &= \varphi_1(n_0, n_K, S_\phi, n_T) \rightarrow \min; \\ H &= \varphi_H(n_0, n_K, S_\phi, n_T) \rightarrow \min; \\ G &= \varphi_G(n_0, n_K, S_\phi, n_T) \rightarrow \min. \end{aligned} \quad (2.92)$$

Як критерій економічності ВДТ прийнята величина приведених річних витрат на його виробництво і експлуатацію [100]

$$3_{\text{пр}} = E_H \cdot K_{\text{ТР}} + 3_A + 3_X \cdot P_X + 3_K \cdot P_K + 3_P \cdot Q_P \quad (2.93)$$

де  $K_{TP}$  — гуртова ціна трансформатора;  $З_A$  — витрати на амортизаційні відрахування;  $З_X$ ,  $З_K$  — вартість втрат холостого ходу і короткого замикання;  $З_P$  — витрати на компенсацію реактивної потужності;  $Q_P$  — величина реактивної потужності, споживаною ВДТ.

$$Q_P \approx \frac{3S_\phi}{100}(i_0 + U_K) \quad (2.94)$$

де  $S_\phi$  — фазна потужність ВДТ;  $i_0 = (I_{01}/I_{1H}) \cdot 100$  — відносне значення струму холостого ходу, визначуване з урахуванням особливостей схеми приєднання і способів регулювання напруги;  $U_K$  — відносне значення напруги короткого замикання, визначуване за табличними даними [10];  $I_{1H}$ ,  $I_{01}$  — номінальне значення первинного струму і перша гармоніка струму намагнічення ВДТ по [91].

З урахуванням того, що  $E_H = 0,15$ ;  $З_A = 0,064$ ;  $З_X = 102$  грн/кВт·рік;  $З_H = 25$  грн/кВт·рік;  $З_P = 2,9$  грн/квар·рік;  $P_K = 0,06 S_\phi$  [99], отримано

$$З_{TP} = 0,214K_{TP} + 102P_X + 1,5S_\phi + 0,087S_\phi \cdot (i_0 + 4,5) \quad (2.95)$$

Як відомо [10] втрати холостого ходу в трансформаторі  $P_X$  практично можуть бути прирівняні до втрат у сталі  $P_C$ , що є сумою втрат на гістерезис  $P_H$  і вихрові струми  $P_{BT}$ , тобто

$$P_C = P_H + P_{BT}.$$

Стосовно умов даного завдання можна записати [91]

$$P_H = \kappa_1 f B_m^2;$$

$$P_{BT} = \sum_v k_2 t^2 B_{v \max}^2 f^2 v$$

З урахуванням  $B_m = E_m / 4,44 f_{w1} \Pi_C$ , а  $E_m = I_{0m} x_0$ ;  $\Pi_C = K_C \pi d^2 / 4$  отримаємо

$$P_H = K_1 f \left( \frac{I_{0m} x_0}{1,11 \pi f d^2 W_1 K_C} \right)^2 \quad (2.96)$$

$$P_{BT} = \sum_v K_2 t^2 \left( \frac{I_{0m} v x_0}{1,11 \pi f d^2 W_1 K_C} \right)^2 f^2 v \quad (2.97)$$

$$P_C = \frac{K_1 I_{0m} x_0 f}{1,11 \pi d^2 W_1 K_C} + \sum_v K_2 t^2 \left( \frac{I_{0m} v x_0}{1,11 \pi d^2 W_1 K_C} \right)^2 f^2 v \quad (2.98)$$

де  $K_1$ ,  $K_2$  — коефіцієнти, залежні від вживаної сталі;  $t$  — товщина листа сталі;  $f$  — частота мережі;  $v$  — номер гармоніки;  $d$  — діаметр стрижня трансформатора, визначуваний за (2.77);  $I_{0m}$  — максимальне значення струму намагнічення;  $I_{mv}$  — максимальне значення  $v$ -ої гармоніки струму  $I_0$ ;  $X_0$  — опір намагнічення;  $\omega_1 = U_1 / 4,44 f \Pi_C B_C$  — число витків первинної обмотки.

Для трансформаторів  $S_H=10-630\text{кВА}$ ;  $\kappa_1=2,44$ ;  $\kappa_2=0,7$  [24];  $t=0,35\cdot 10^{-3}$ ;  $\kappa_C = 0,95$  [23];  $B_C = 1,42$  Тл.

Отримаємо

$$P_X = P_C = \left( \frac{I_{0m} X_0}{U_C} \right)^2 242 + 0,086 \sum_v \left( \frac{I_{0mv} X_0 f v}{U_C} \right)^2 \cdot 10^{-6} \quad (2.99)$$

Під час оцінювання величини капітальних витрат  $K_T$  стосовно цього завдання [29] достатнім є визначення вартості електронних ключів  $K_K$  і активної частини трансформатора  $K_{АЧТ}$ , які змінюються у процесі вирішення завдання, тобто

$$K_T \approx K_{АЧТ} + K_K = K_T \cdot C_0 \cdot G_0 + K_C \cdot K_{ОТХ} \cdot G_C + n_K C_K \quad (2.100)$$

де  $K$ ,  $K_C$  — коефіцієнти, що враховують вартість ізоляційних матеріалів і сталевих складу;  $C_0$ ,  $C_C$ ,  $C_K$  — вартість обмотувального дроту, сталі і електронних ключів;  $G_0$ ,  $G_C$  — маса обмоток і сталі магнітопроводу;  $n_K$ ,  $C_K$  — число і вартість ключів.

З урахуванням того, що для трансформаторів до 630 кВА  $K = 1,46$ ;  $K_C=1,23$ ;  $3=4,23$  грн/кг;  $C_C=3,83$  грн/кг;  $C_K=10$  грн;  $K_{ОТХ}=1,05$  [24] отримаємо

$$K_T \approx 6,2G_0 + 4,7G_C + 10n_K \quad (2.101)$$

Вага обмотки  $G_0$  визначена у вигляді [100]:

$$G_0 = K_D P_K / K I^2$$

де  $K_D$  — коефіцієнт додаткових втрат;  $K$  — постійний коефіцієнт, залежний від щільності металу обмоток;  $P_K = S_H$  — потужність короткого замикання, Вт

Для трансформатора до 630 кВА з алюмінієвими обмотками  $K_D = 0,99$ ;  $K=12,75 \cdot 10^{-12}$ ;  $I=1,8 \cdot 10^6$  А/м<sup>2</sup>;  $P_K=0,02$ , тому

$$G_0 = 0,48 S_H 10^{-3} \quad (2.102)$$

Вага сталі магнітопроводу визначена за виразом [100]:

$$G_{CT} = A_1 X + (A_2 + B_2) X^2 + B_1 X^3 \quad (2.103)$$

де  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $B_1$ ,  $B_2$  - постійні коефіцієнти; .

Для однофазного ВДТ

$$\begin{aligned} A_1^1 &= 104,71 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 \\ B_1^1 &= 5930 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 (0,825 + 0,55n_0) \\ A_2^1 &= 0,460 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2 \\ B_2^1 &= 59,3n_0 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2 \end{aligned} \quad (2.104)$$

Для трифазного ВДТ

$$\begin{aligned}
A_1^3 &= 156,87 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 \\
B_1^3 &= 11860 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 (0,825 + 0,55n_0) \\
A_2^3 &= 0,69 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2 \\
B_2^3 &= 118,6n_0 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2
\end{aligned} \tag{2.105}$$

У результаті для цих умов маємо

$$\begin{aligned}
G_{CT}^1 &= 104,71 \cdot 1,047 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 + \\
&+ \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2 = (0,46 + 59,3n_0) 1,096 + 5930 \cdot 1,0147 \times \\
&\times \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 = (0,825 + 0,55n_0) = (572,6 + 3741n_0) \times \\
&\times \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 + 1,096 = \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2 = \\
&= (0,46 + 59,3n_0)
\end{aligned} \tag{2.106}$$

$$\begin{aligned}
G_{CT}^3 &= 156,87 \cdot 1,047 \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 + \\
&+ \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2 = (0,69 + 5118,6n_0) 1,096 + 11860 \cdot 1,0147 \times \\
&\times \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 = (0,825 + 0,55n_0) = (11387 + 7492n_0) \times \\
&\times \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 + 1,096 = \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2 = \\
&= (0,66 + 118,6n_0)
\end{aligned}$$

Таким чином, із урахуванням (2.109) можна записати:

$$K_{T1}^1 = \left\{ (5720 + 3741n_0) \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 + \right. \\
\left. + (0,5 + 64,99n_0) \cdot \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2 \right\} \times 4,95 + 0,12P_K; \tag{2.107}$$

$$K_T^3 = \left\{ (11387 + 7482n_0) \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^3 + \right. \\
\left. + (0,76 + 129,99n_0) \cdot \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi \sqrt[4]{S_\phi} \cdot 1,9 \cdot 10^{-2}} \right]^2 \right\} \times 4,95 + 0,12P_K$$



$$\begin{aligned}
3_{\text{ПР}}^1 = 1,06 & \left\{ (5720 + 3741n_0) \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi 1,9^4 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2}} \right]^3 + \right. \\
& \left. + (0,5 + 64,99n_0) \cdot \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi 1,9^4 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2}} \right]^2 \right\} + \\
& + 0,026P_K + 0,064 + \left[ \left( \frac{I_{OM} X_0}{U_C} \right)^2 242 + 0,086 \cdot \sum_v \left( \frac{I_{OMv} X_0}{U_C} f_v \right)^2 \cdot 10^{-6} \right] \times \\
& \times 102 + 1,5S_\phi + \frac{S_\phi}{100} (i_0 + 4,5) + n_K \cdot 10
\end{aligned} \tag{2.108}$$

$$\begin{aligned}
3_{\text{ПР}}^3 = 1,06 & \left\{ (11387 + 7482n_0) \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi 1,9^4 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2}} \right]^3 + \right. \\
& \left. + (0,76 + 129,99n_0) \cdot \left[ \sqrt[4]{[0,67(2n_0 - 3)] S_\phi 1,9^4 \sqrt{S_\phi} \cdot 10^{-2}} \right]^2 \right\} + \\
& + 0,026P_K + 0,064 + \left[ \left( \frac{I_{OM} X_0}{U_C} \right)^2 242 + 0,086 \cdot \sum_v \left( \frac{I_{OMv} X_0}{U_C} f_v \right)^2 \cdot 10^{-6} \right] \times \\
& \times 102 + 1,5S_\phi + \frac{S_\phi}{100} (i_0 + 4,5) + 10n_K
\end{aligned}$$

де  $K_{\text{ТІ}}^1$ ,  $K_{\text{Т}}^3$ ,  $3_{\text{ПР}}^1$ ,  $3_{\text{ПР}}^2$  — капітальні і приведені витрати на трансформатори одно-і трифазної структури.

У результаті завдання дослідження параметрів ВДТ на економічні характеристики РМ зводиться до оцінки функціоналів вигляду

$$3_{\text{ПР}}^1 = \varphi(n_0, n_K, S_\phi, n_T) \rightarrow \min$$

$$3_{\text{ПР}}^3 = \varphi(n_0, n_K, S_\phi, n_T) \rightarrow \min$$

Оцінка енергетичної ефективності здійснювалася за допомогою комплексного адитивного критерію за величиною коефіцієнтів: несинусоїдальності напруги  $K_U$ , реактивної потужності  $\text{tg}\varphi$ , нульової  $K_{OU}$  і зворотної  $K_{OU}$  послідовності, визначальних значень втрат потужності у ВДТ і РМ у вигляді:

$$Q_\Sigma = f(K_U, K_{OU}, K_{2U}, \text{tg}\varphi) = \sum_{i \in \Sigma} \gamma_{\Sigma i} \varphi_{\Sigma i}^{-2}(n_0, n_K, S_T, n_T) \rightarrow \min \tag{2.109}$$

де  $Q_\Sigma$  — критерійна функція і -го показника енергетичної ефективності;  $\varphi_{i \in \Sigma}$  — значення і -го показника для різного поєднання енергетичних параметрів, що оптимізуються;  $\varphi_{i \in \Sigma \text{ном}}$  — номінальне значення і-го параметра, визначуване відповідно до діючих норм (ДСТУ 13.109-87, ВСН 97/83, керівні вказівки та ін.);  $\gamma_i$  — ваговий коефіцієнт і -го показника, визначуваний за методом експертних оцінок ( $\gamma_U=0,04$ ;  $\gamma_{OU}=0,27$ ;  $\gamma_{2U}=0,15$ ;  $\gamma_\varphi=0,19$  [29]).

Оскільки надійність ВДТ характеризується практично надійністю його електронних елементів, визначуваною величиною і швидкістю зміни напруги і струму на елементах  $U_\Sigma$ ,  $I_\Sigma$  і  $du_\Sigma/dt$ ,  $di_\Sigma/dt$ , відповідно, як критерій надійності прийнятий комплексний адитивний критерій вигляду

$$Q_H = f(U_{\Delta}, I_{\Delta}, du_{\Delta}) = \sum_{in} \gamma_{ni} \varphi_{ni}^{-2}(n_0, n_K, S_T, n_T) \rightarrow \min \quad (2.110)$$

де  $Q_H$  — критерійна функція і -го показника надійності;  $\varphi_{ni}$  — значення і-го показника надійності для різного поєднання значень параметрів, що оптимізуються;  $\varphi_{inном}$  — номінальне значення і-го параметра, визначуване за паспортними даними;  $\gamma_{ni}$  — ваговий коефіцієнт і-го показника. У цілому завдання синтезу ВДТ зведене до дослідження функціонала вигляду

$$F = \sum_i \gamma_i \varphi_i^{-3}(n_0, n_K, S_T, n_T) = f(L, H, G, 3_{пр}, Q_{\Delta}, Q_H) \rightarrow \min \quad (2.111)$$

Використанням розроблених критерійних моделей зроблено розрахунок оптимального значення параметрів ВДТ для різного поєднання керованих змінних. На рисунку 2.19 наведені поверхні відгуку критерійних функцій  $G=f(n_0, n_K)$ ,  $3_{пр}=f(n_0, n_K)$ ,  $L=f(n_0, n_K)$  для ВДТ однофазної конструкції  $S_H=100$  кВА при регулюванні напруги зміною співвідношення тривалістю короткозамкнутого і узгодженого або зустрічного включення обмоток, що ілюструє вплив параметрів ВДТ на числові значення критерійних функцій. У таблиці 2.2 наведені результати розрахунку значення параметрів, що оптимізуються, для різного поєднання структур, параметрів і режимів роботи ВДТ.

Аналіз отриманих даних свідчить про те, що для умов широкодіапазонного регулювання напруги найбільш ефективними є схеми двообмоточних ВДТ, що реверсують, з чотирма ключами і бездросьельним способом регулювання напруги. При узгодинамічному регулюванні напруги ефективнішими є нереверсивні схеми.

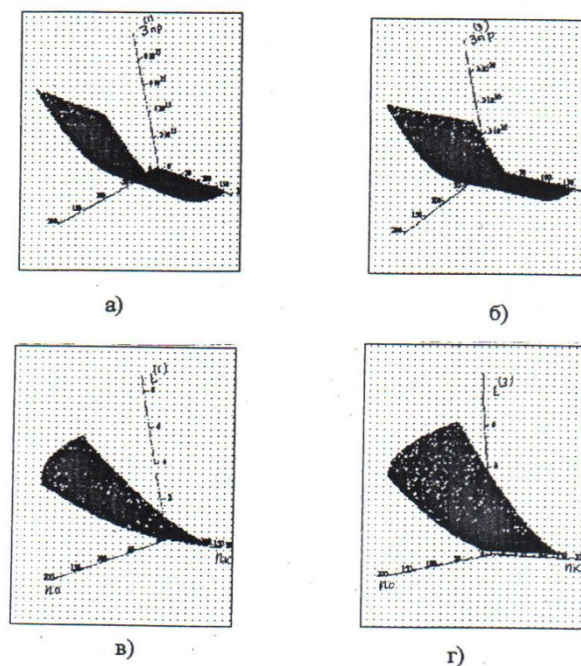


Рисунок 2.19 – Залежність величини приведених витрат (а, б) і габаритів (у, г) від числа обмоток  $n_0$  і числа ключів  $пк$  під час виконання ВДТ в однофазному (а, в) і трифазному (б, г) виконанні

Таблиця 2.3 – Область паретооптимальних рішень ВДТ

№ п/ п	Схемна модель	Керуючі параметри				Параметри оптимізації									
		Число обмоток $N_0$	Число ключей $n_k$	Число фаз $n_f$	Число режимів	$K_U$	$K_{OU}$	$K_{2U}$	$tg\varphi$	$L(H)$	$G$	$3I_{пр}$	$U_{двух}$	$\frac{dU_3}{dt}$	$\frac{db}{dt}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1		2	0	1	Д	0,82	14	24	0,75	1,1	1,5	1,9	2,0	1,1	1,1
				3	Д	0,84	22	38	0,73	1,1	1,1	1,4	3,0	1,2	1,2
2		2	1	1	Д, К	0,78	14	24	0,48	1,05	1,5	1,9	4,0	5,5	5,3
					К, Д	0,73	14	24	0,49	1,05	1,5	1,9	4,5	5	4,3
				3	Д, К	0,71	22	38	0,46	1,05	1,1	1,4	5,0	5,5	5,3
					К, Д	0,72	22	38	0,47	1,05	1,1	1,4	5,5	6,0	5,7
3		2	1	1	Д, В	0,71	14	24	0,49	1,05	1,5	1,9	4,2	5,5	5,2
					В, Д	0,72	14	24	0,50	1,05	1,5	1,9	4,7	5,0	4,8
				3	Д, В	0,70	14	24	0,47	1,05	1,1	1,4	5,3	5,5	5,3
					В, Д	0,71	14	24	0,48	1,05	1,1	1,4	5,8	6,0	5,7
4		2	1	1	Д, С	0,70	22	38	0,47	1,05	1,5	1,9	3,8	5,5	5,3
					С, Д	0,71	22	38	0,48	1,05	1,5	1,9	4,3	5,0	4,8
				3	Д, С	0,69	22	38	0,47	1,05	1,1	1,4	4,8	5,5	5,3
					С, Д	0,70	22	38	0,48	1,05	1,1	1,4	5,3	6,0	5,7
5		2	2	1	К, В	0,95	14	24	0,20	1,10	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					В, К	0,95	14	24	0,25	1,10	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					Д, В	0,70	14	24	0,47	1,10	1,6	2,1	4,2	5,5	5,3
					В, Д	0,71	14	24	0,48	1,10	1,6	2,1	4,7	5,0	4,8
					К, Д	0,73	14	24	0,49	1,10	1,6	2,1	4,5	5,0	4,8
					Д, К	0,72	14	24	0,48	1,10	1,6	2,1	4,0	5,5	5,3
				3	К, В	0,94	22	38	0,25	1,10	1,2	1,5	1,1	1,1	1,1
					В, К	0,94	22	38	0,29	1,10	1,2	1,5	1,1	1,1	1,1
					Д, В	0,69	22	38	0,48	1,10	1,2	1,5	5,3	5,5	5,3
					В, Д	0,70	22	38	0,49	1,10	1,2	1,5	5,8	6,0	5,7
					К, Д	0,72	22	38	0,5	1,10	1,2	1,5	5,5	6,0	5,7
					Д, К	0,71	22	38	0,49	1,10	1,2	1,5	5,0	5,5	5,3
6		2	2	1	К, С	0,96	14	24	0,25	1,10	1,6	2,1	0,9	1,0	1,0
					С, К	0,96	14	24	0,20	1,10	1,6	2,1	0,9	5,5	1,0
					Д, С	0,70	14	24	0,47	1,10	1,6	2,1	3,8	5,0	5,3
					С, Д	0,71	14	24	0,48	1,10	1,6	2,1	4,3	5,0	4,8
					К, Д	0,73	14	24	0,50	1,10	1,6	2,1	4,5	5,0	4,8
					Д, К	0,72	14	24	0,49	1,10	1,6	2,1	4,0	5,5	5,3
				3	С, К	0,95	22	38	0,25	1,25	1,6	2,1	0,9	1,0	1,0
					К, С	0,95	22	38	0,29	1,25	1,6	2,1	0,9	1,0	1,0
					В, К	0,93	22	38	0,20	1,25	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					К, В	0,93	22	38	0,14	1,25	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					Д, С	0,68	22	38	0,48	1,25	1,6	2,1	4,8	5,5	5,3
					С, Д	0,69	22	38	0,49	1,25	1,6	2,1	5,3	6,0	5,7
					Д, В	0,69	22	38	0,48	1,25	1,6	2,1	5,3	5,5	5,3
					В, Д	0,70	22	38	0,49	1,25	1,6	2,1	5,8	6,0	5,7
					Д, К	0,71	22	38	0,50	1,25	1,6	2,1	5,0	5,5	5,3
					К, Д	0,72	22	38	0,51	1,25	1,6	2,1	5,5	6,0	5,7
					С, В	0,91	22	38	0,14	1,25	1,6	2,1	1,1	2,0	1,9
					В, С	0,91	22	38	0,29	1,25	1,6	2,1	1,1	2,0	1,9

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
7		2	4	1	C, K	0,96	6,2	10	0,20	1,25	2,3	3,0	0,9	1,0	1,0
					K, C	0,96	6,2	10	0,25	1,25	2,3	3,0	0,9	1,0	1,0
					B, K	0,94	6,2	10	0,25	1,25	2,3	3,0	1	1,1	1,1
					K, B	0,94	6,2	10	0,20	1,25	2,3	3,0	1	1,1	1,1
					Д, С	0,69	6,2	10	0,47	1,25	2,3	3,0	3,2	5,5	5,3
					С, Д	0,70	6,2	10	0,48	1,25	2,3	3,0	4,5	5,0	4,8
					Д, В	0,70	6,2	10	0,47	1,25	2,3	3,0	4,2	5,5	5,3
					В, Д	0,71	6,2	10	0,48	1,25	2,3	3,0	4,7	5,0	4,8
					Д, К	0,72	6,2	10	0,49	1,25	2,3	3,0	4,0	5,5	5,3
					К, Д	0,73	6,2	10	0,50	1,25	2,3	3,0	4,5	5,0	4,8
					С, В	0,92	6,2	10	0,14	1,25	2,3	3,0	1,1	2,0	1,9
					В, С	0,92	6,2	10	0,25	1,25	2,3	3,0	1,1	2,0	1,9
				3	C, K	0,95	22	38	0,25	1,25	1,6	2,1	0,9	1,9	1,9
					K, C	0,95	22	38	0,29	1,25	1,6	2,1	0,9	1,9	1,9
					B, K	0,93	22	38	0,20	1,25	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					K, B	0,93	22	38	0,14	1,25	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					Д, С	0,68	22	38	0,48	1,25	1,6	2,1	0,4	5,5	5,3
					С, Д	0,69	22	38	0,49	1,25	1,6	2,1	5,3	6,0	5,7
					Д, В	0,69	22	38	0,48	1,25	1,6	2,1	5,3	5,5	5,3
					В, Д	0,70	22	38	0,49	1,25	1,6	2,1	5,8	6,0	5,7
					Д, К	0,71	22	38	0,50	1,25	1,6	2,1	5,0	5,5	5,3
					К, Д	0,72	22	38	0,51	1,25	1,6	2,1	5,5	5,0	5,7
					С, В	0,91	22	38	0,14	1,25	1,6	2,1	1,1	2,0	1,9
					В, С	0,91	22	38	0,29	1,25	1,6	2,1	1,1	2,0	1,9
8		3	3	1	C, K	0,96	6,2	10	0,20	1,25	2,3	3,0	0,9	1,0	1,0
					K, C	0,96	6,2	10	0,25	1,25	2,3	3,0	0,9	1,0	1,0
					B, K	0,94	6,2	10	0,25	1,25	2,3	3,0	1,1	1,1	1,1
					K, B	0,94	6,2	10	0,20	1,25	2,3	3,0	1,1	1,1	1,1
					Д, С	0,69	6,2	10	0,47	1,25	2,3	3,0	3,2	5,5	5,3
					С, Д	0,70	6,2	10	0,48	1,25	2,3	3,0	4,5	5,0	4,8
					Д, В	0,70	6,2	10	0,47	1,25	2,3	3,0	4,2	5,5	5,3
					В, Д	0,71	6,2	10	0,48	1,25	2,3	3,0	4,7	5,0	4,8
					Д, К	0,72	6,2	10	0,49	1,25	2,3	3,0	4,0	5,5	5,3
					К, Д	0,73	6,2	10	0,50	1,25	2,3	3,0	4,5	5,0	4,8
					С, В	0,92	6,2	10	0,14	1,25	2,3	3,0	1,1	2,0	1,9
					В, С	0,92	6,2	10	0,25	1,25	2,3	3,0	1,1	2,0	1,9
				3	C, K	0,95	22	38	0,25	1,25	1,6	2,1	0,9	1,9	1,9
					K, C	0,95	22	38	0,29	1,25	1,6	2,1	0,9	1,9	1,9
					B, K	0,93	22	38	0,20	1,25	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					K, B	0,93	22	38	0,14	1,25	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					Д, С	0,68	22	38	0,48	1,25	1,6	2,1	0,4	5,5	5,3
					С, Д	0,69	22	38	0,49	1,25	1,6	2,1	5,3	6,0	5,7
					Д, В	0,69	22	38	0,48	1,25	1,6	2,1	5,3	5,5	5,3
					В, Д	0,70	22	38	0,49	1,25	1,6	2,1	5,8	6,0	5,7
					Д, К	0,71	22	38	0,50	1,25	1,6	2,1	5,0	5,5	5,3
					К, Д	0,72	22	38	0,51	1,25	1,6	2,1	5,5	5,0	5,7
					С, В	0,91	22	38	0,14	1,25	1,6	2,1	1,1	2,0	1,9
					В, С	0,91	22	38	0,29	1,25	1,6	2,1	1,1	2,0	1,9
8		4	3	1	C, K	0,96	6,2	10	0,20	1,25	2,3	3,0	0,9	1,0	1,0
					K, C	0,96	6,2	10	0,25	1,25	2,3	3,0	0,9	1,0	1,0
					B, K	0,94	6,2	10	0,25	1,25	2,3	3,0	1,1	1,1	1,1
					K, B	0,94	6,2	10	0,20	1,25	2,3	3,0	1,1	1,1	1,1
					Д, С	0,69	6,2	10	0,47	1,25	2,3	3,0	3,2	5,5	5,3
					С, Д	0,70	6,2	10	0,48	1,25	2,3	3,0	4,5	5,0	4,8
					Д, В	0,70	6,2	10	0,47	1,25	2,3	3,0	4,2	5,5	5,3
					В, Д	0,71	6,2	10	0,48	1,25	2,3	3,0	4,7	5,0	4,8
					Д, К	0,72	6,2	10	0,49	1,25	2,3	3,0	4,0	5,5	5,3
					К, Д	0,73	6,2	10	0,50	1,25	2,3	3,0	4,5	5,0	4,8
					С, В	0,92	6,2	10	0,14	1,25	2,3	3,0	1,1	2,0	1,9
					В, С	0,92	6,2	10	0,25	1,25	2,3	3,0	1,1	2,0	1,9
				3	C, K	0,95	22	38	0,25	1,25	1,6	2,1	0,9	1,9	1,9
					K, C	0,95	22	38	0,29	1,25	1,6	2,1	0,9	1,9	1,9
					B, K	0,93	22	38	0,20	1,25	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					K, B	0,93	22	38	0,14	1,25	1,6	2,1	1,1	1,1	1,1
					Д, С	0,68	22	38	0,48	1,25	1,6	2,1	0,4	5,5	5,3
					С, Д	0,69	22	38	0,49	1,25	1,6	2,1	5,3	6,0	5,7
					Д, В	0,69	22	38	0,48	1,25	1,6	2,1	5,3	5,5	5,3
					В, Д	0,70	22	38	0,49	1,25	1,6	2,1	5,8	6,0	5,7
					Д, К	0,71	22	38	0,50	1,25	1,6	2,1	5,0	5,5	5,3
					К, Д	0,72	22	38	0,51	1,25	1,6	2,1	5,5	5,0	5,7
					С, В	0,91	22	38	0,14	1,25	1,6	2,1	1,1	2,0	1,9
					В, С	0,91	22	38	0,29	1,25	1,6	2,1	1,1	2,0	1,9

### 3 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ВДТ

#### 3.1 Характеристика проблеми щодо регулювання ВДТ

Регулюванням напруги за допомогою ВДТ з електронними елементами (тиристорами, транзисторами та їхніми різновидами), що керують, займалися В. П. Погорелов, Г. И. Денисенко, К. О. Липківський, Г. А. Генріх, А. В. Журахівський, В. А. Сучків, А. В. Ясутис, Г. М. Каспаяк [17-23] та інші автори [14-20]. Останніми роками суттєво збільшилася кількість публікацій і авторських свідоцтв [21 - 25] стосовно проблематики створення ВДТ з електронним керуванням, що свідчить про інтенсифікування розробок у цій галузі. У той же час комплексного дослідження роботи ВДТ спільно з керуючими електронними елементами у складі РМ міст з урахуванням нелінійності елементів і глибокого насичення трансформатора не проводилося. Послідовне увімкнення вторинної обмотки ВДТ з навантаженням у поєднанні з періодичною комутацією електронних елементів у ланцюзі первинної обмотки зумовило наявність низки особливостей. Передусім це стосується особливостей енергетичних процесів, характеру зміни ЕРС і струмів в обмотках, а також на електронних ключах. Періодична комутація первинної обмотки зумовила насичення магнітної системи ВДТ під час відімкненого стану ключів із відповідним нагрівом трансформатора, зміною форми і зрушенням фази ЕРС, появою на затискачах обмотки і ключів імпульсів напруги значної величини.

У [11] здійснено врахування зміни характеристик ВДТ із зміною стану його магнітної системи. Проте нелінійність магнітної системи врахована дуже спрощено шляхом апроксимації кусково-лінійної кривої намагнічення простим поліномом, що не дозволило врахувати значну зміну фазових характеристик параметрів режиму, обумовлених широким діапазоном зміни магнітної проникності сталі магнітопроводу. Їхнє застосування не забезпечує необхідну точність розрахунку параметрів режиму електричних мереж із ВДТ, особливо в квазістаціонарних і перехідних режимах, коли вказані зміни мають найбільший діапазон. Зважаючи на те що регулювання напруги ВДТ з електронним керуванням супроводжується комутацією електронних вентилів, що періодично повторюється на інтервалі кожного напівперіоду, це значно відбивається на економічності мереж і ВДТ. Крім того, у переважній більшості публікаціях не розглянута робота ВДТ у складі трифазної мережі і вплив групи з'єднання обмоток трансформатора на процеси в ній. Це вносить елемент невизначеності до вибору схем і режимів ВДТ, знижує ефективність їхнього спільного функціонування. До того ж, аналіз робіт, присвячених цьому питанню, свідчить про недостатню вивченість роботи ВДТ у різних режимах і, як наслідок,

некоректності, а нерідко і невірності висновків і пропозицій. Отже питання регулювання напруги в мережах за допомогою ВДТ з електронним керуванням вимагають відособленого розгляду умов їхньої спільної роботи і формування теоретичних основ, створення методів і способів регулювання напруги.

### 3.2 Вибір моделі й обґрунтування розрахункових співвідношень

Як встановлено раніше, величина, характер і напрям, передаванню ВДТ електромагнітної потужності залежить від електричних параметрів мережі і магнітних ВДТ. Така вимога до розрахункової моделі визначила необхідність одночасного опису процесів в електричних і магнітних ланцюгах. Найбільш повно розглянутим умовам відповідає застосування вектора Пойнтинга.

Відповідно до [91] маємо

$$-\oint \Pi dS = \frac{dW_{\text{эм}}}{dt} + \int_V \gamma E^2 dV \quad (3.1)$$

де  $\Pi = [E \times H]$  — вектор Пойнтинга;  $E$ ,  $H$  — вектори напруженостей електричного і магнітного полів;  $S$  — поверхня обмотки, у яку втікає електромагнітна потужність  $P_{\text{эм}}$  (рис. 3.1). Перший член правої частини (3.1) представляє потужність, що витрачається на збільшення електричної і магнітної енергії поля в об'ємі  $V$

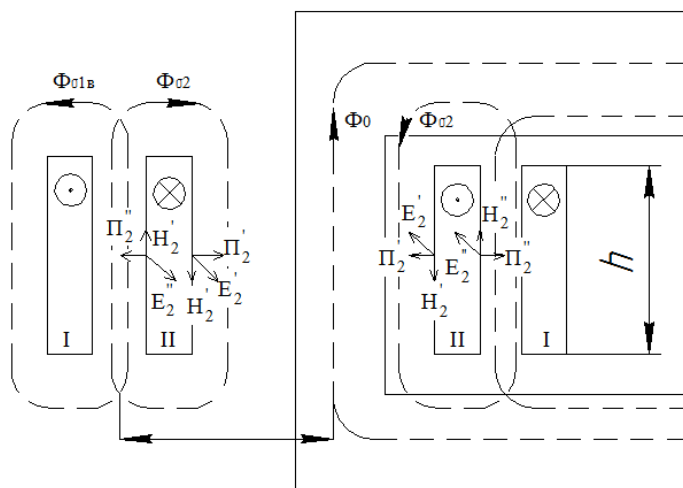


Рисунок 3.1– Картина вектора Пойнтинга в ВДТ

$$\frac{dW_{\text{эм}}}{dt} \int_V \frac{d}{dt} \left( \frac{\epsilon E^2}{2} + \frac{\mu H^2}{2} \right) dv = \frac{d}{dt} (w_{\text{э}} + w_{\text{м}}). \quad (3.2)$$

Для усередненого за об'ємом  $V$  електромагнітного поля маємо

$$W_{\text{эм}} = \frac{1}{2} (D \cdot E + B \cdot H) V = \frac{1}{2} (w_{\text{э}} + w_{\text{м}}) V, \quad (3.3)$$

де  $D, B$  — вектори електричного зміщення і магнітної індукції відповідно;  $w_e, w_m$  — об'ємна щільність енергії електричного і магнітного полів;  $V = l \cdot S$  — об'єм, у якому існує магнітне поле;  $l, S$  — довжина і площа поверхонь, що обмежують об'єм  $V$ ;  $\epsilon, \mu$  — діелектрична і магнітна проникності.

На підставі закону збереження заряду і електромагнітної індукції [28] маємо

$$D = -\frac{1}{S_D} \int_0^t i dt, \quad E = \frac{e}{l_e}; \quad B = -\frac{1}{S_B} \int_0^t e dt, \quad H = \frac{i}{l_H}, \quad (3.4)$$

де  $l_e, l_H$  — усереднені довжини силових ліній потоків векторів  $E$  і  $H$ ;  $S_D, S_B$  — осереднені площі потоків векторів зміщення  $D$  і магнітної індукції  $B$ .

З урахуванням (3.4) за умови  $V \approx l_e S_D \approx l_H S_B$  отримаємо

$$W_{\Sigma M} = -\frac{1}{2T} \int_0^T \left( i \left[ \int_0^t e dt \right] + e \left[ \int_0^t i dt \right] \right) \quad (3.5)$$

Ураховуючи гармонійний характер параметрів режиму

$$i = \sum_v I_{mv} \sin v\omega t; \quad e = \sum_v \pm E_{mv} \sin(v\omega t + \delta_{Ev})$$

отримаємо вираження для миттєвої електромагнітної енергії ВДТ

$$w_{\Sigma M} = \sum_v -\frac{\pm E_{mv} I_{mv}}{2} \left[ t \cdot \cos \delta_{Ev} - \frac{1}{2\omega v} \sin(2v\omega t + \delta_{Ev}) \right]$$

де  $+E_{mv}$  — відповідає режиму узгодженого включення обмоток, а  $-E_{mv}$  — зустрічного.

Другий член правої частини (3.1) є втратами потужності в середовищі, що проводить, поглиненою у вигляді тепла в об'ємі  $V$ . Отже, стосовно умов цього завдання запишемо

$$\int_V \gamma E^2 dV = \oint_S [E \times H] dS_D = \frac{i \cdot r}{h} \cdot \frac{l}{2\pi R} S_D = i^2 r, \quad (3.6)$$

де  $R, l$  — радіус і довжина обмотувального дроту;

З урахуванням гармонійного характеру параметрів режиму

$$\int_V \gamma E^2 dV = \sum_v -\frac{\pm E_{lv} I_{lv}}{2} [\cos \delta_{lv} - \cos(2\omega t + \delta_{lv})]. \quad (3.7)$$

Перший доданок різниці (3.7) становить потік активної потужності  $\Pi'_{1a} = P_{\Sigma M1}$ , що передається магнітному полю в міжобмотувальному просторі первинною обмоткою  $P_{\Sigma d} = \sum_v E_{1v} I_{1v} \cos \delta_{1v}$  у режимі узгодженого включення,

або вторинною  $\Pi''_{2a} = P_{\Sigma M2}$ , ( $P_{\Sigma M2} = \sum_v E_{2v} I_{2v} \cos \delta_{2v}$ ) — у режимі зустрічного включення. Частина цієї потужності  $\Pi''_{2a} = P_{\Sigma M12}$ , ( $P_{\Sigma M12} = \sum_v E_{1v} I'_{2v} \cos \delta'_{2v}$ )

передається зустрічній обмотці в режимі узгодженого включення, або

первинною  $P_{1a}'' = P_{\Sigma 2}$ , ( $P_{\Sigma 2} = \sum_v E_{2v} I_{1v} \cos \delta_{1v}$ ) — у режимі зустрічного включення.

Інша частина потужності  $P_{1a}' = \Delta P_{c1}$  ( $\Delta P_{c1} = \sum_v E_{1v} I_{01v}$ ) в режимі узгодженого включення, або  $P_{2a}'' = \Delta P_{c2}$  ( $\Delta P_{c2} = \sum_v E_{2v} I_{02v}$ ) — у режимі зустрічного включення, витрачається на покриття втрат у сталі. Відповідно, активна електрична потужність  $P_1$  надходить з живильної мережі в первинну обмотку в режимі узгодженого включення, або  $P_2$  що надходить із навантаженої мережі у вторинну обмотку в режимі зустрічного включення, є суми активних потужностей, що передається магнітному полю ВДТ і потужностей, що витрачаються на компенсацію електричних втрат в обмотках

$$P_i = \pm P_{\Sigma Mi} + \Delta P_{Mi} = \sum_v (\pm E_{iv} I_{iv} \cos \delta_{iv} + I_{iv}^2 r_i). \quad (3.8)$$

Таким чином, на відміну від звичайних силових трансформаторів [99], вектор Пойнтинга у ВДТ має властивість дуальності, змінюючи свою величину і напрям залежно від режимів роботи і параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  ВДТ. Цьому відповідає зміна напрямку векторів Пойнтинга  $P_1'$ ,  $P_1''$  і  $P_2'$ ,  $P_2''$  із зміною режимів роботи ВДТ. Односпрямованість має тільки частина активної потужності ВДТ, що йде на покриття втрат у міді і сталі.

Другий доданок (3.7) є потоком реактивної потужності  $Q_{\Sigma 1}$ , передаваній первинній обмотці ( $Q_{\Sigma 1} = \sum_v E_{1v} I_{1v} \sin \delta_{1v}$ ), у режимі згідного, або вторинною ( $Q_{\Sigma 2} = \sum_v E_{2v} I_{2v} \sin \delta_{2v}$ ) у режимі зустрічного включення. Частини цих потужностей ( $\Delta Q_1 = \sum_v E_{1v} I_{2v} \sin \delta_{2v}$ ) у режимі узгодженого включення або  $\Delta Q_2 = \sum_v E_{2v} I_{1v} \sin \delta_{1v}$  — у режимі зустрічного включення передаються у вторинну обмотку, у першому випадку, або в первинну — у другому. Інша частина потужності ( $\Delta Q_{01} = \sum_v E_{1v} I_{01av}$ ) у режимі узгодженого або ( $\Delta Q_{02} = \sum_v E_{2v} I_{02av}$ ) — у режимі зустрічного включення витрачається на намагнічення сталі. У результаті реактивна електрична потужність  $Q_1$ , що надходить з живильної мережі в первинну обмотку в режимі узгодженого включення, або  $Q_2$ , що надходить з мережі навантаження у вторинну обмотку в режимі зустрічного включення, є суми реактивних потужностей, що передаються магнітному полю ВДТ  $\Delta Q_{\Sigma i}$  і потужностей, що витрачаються на компенсацію магнітних втрат  $\Delta Q_{Mi}$

$$Q_i = \pm Q_{\Sigma Mi} + \Delta Q_{Mi} = \sum_v \pm E_{iv} I_{iv} \sin \delta_{iv} + I_{iv}^2 x_{\sigma iv}. \quad (3.9)$$

На відміну від звичайних трансформаторів, у ВДТ в режимі зустрічного включення спостерігається віддача реактивної потужності в мережу. Таким чином, зважаючи на істотну відмінність складових фаз поля  $E$  і  $H$ , вектор Пойнтинга у ВДТ є комплексною величиною.



$$\oint_S \Pi dS = R_e \oint_S \Pi dS + I_m \oint_S \Pi dS = \frac{1}{2} \left( E_m \times H_m^* \right) = \frac{1}{2} \left( E_m^* \times H_m \right)^* \quad (3.10)$$

де,  $R_e \oint_S \Pi dS = P$ ,  $I_m \oint_S \Pi dS = Q$  — активна і реактивна потужності, що протікають через поверхню обмотки.

Із зміною режимів роботи і параметрів ВДТ змінюється величина і фаза складових поля  $E$  і  $H$ , а з ними величина і напрям передачі потужностей  $P$  і  $Q$ .

### 3.3 Робота ВДТ у статичних режимах

#### 3.3.1 Узгоджене включення

У цьому режимі енергія, що надходить у первинну обмотку з живильної мережі передається магнітному полю, зосередженому в міжобмотувальному просторі, і далі через вторинну обмотку — у мережу навантаження. Частина енергії через зовнішню поверхню первинної обмотки розсіюється в навколишньому просторі, а частина проникає в магнітопровід, частково витрачаючись на намагнічення сталі й частково перетворюючись у тепло. Маючи на увазі, що напруженості електричного поля  $E'_1, E''_1, E'_2, E''_2$  з обох боків обмоток практично однакові (рис. 3.1), а напруженості магнітного поля  $H'_1, H''_1$  і  $H'_2, H''_2$  зворотно пропорційні магнітній проникності, можна говорити про те, що потоки потужності  $\Pi'_1, \Pi''_1$ , проникаючи в проміжок і магнітну систему, співвідносяться зворотно пропорційно до магнітної проникності сталі й повітря, тобто

$$\Pi''_1 : \Pi'_1 = \mu_c : \mu_0 \quad (3.11)$$

Із урахуванням того, що  $\mu_c \gg \mu_0$ , можна прийняти

$$H''_1 \approx i_1 W_1 / h, \quad E''_1 \approx -u_1 / W_1 d_{1cp},$$

тоді

$$\Pi'_2 = \Pi''_1 = H''_1 \times E''_1 \approx -u_1 i_1 / h \cdot d_{1cp} \quad (3.12)$$

Таким чином, у цьому режимі потік потужності, що надходить з живильної мережі, передається в мережу навантаження. Наявність потоку самоіндукції первинної обмотки  $\Phi_{\sigma 1}$ , діючого згідно з основним магнітним потоком, зумовило зменшення значення ЕРС взаємоіндукції  $E_{v1}$  на величину  $E_{\sigma 1} = j I_{1c} x_{\sigma 1}$ . Тим самим, забезпечується відставальне зрушення ЕРС  $E_{01c}$  відносно напруги  $U_c$  і струму  $I_{1c}$  на кут

$$\gamma_{E1c} = \arccos \frac{U_c + E_{01c} - I_{1c}^2 r_1^2}{2 E_{01c} U_c} \quad (3.13)$$

$$\delta_{1c} = \varphi_{1c} + \gamma_{E1c}$$

за підключенні збуджувальної обмотки до живильної мережі (рис. 3.2, а).

У разі підключення збуджувальної обмотки до мережі (рис. 3.2, б) навантаження:

$$\gamma_{E1c} = \arccos \left( \frac{U_H'^2 + E_{01c}'^2 - I_{1c}'^2 r_1^2}{2E_{01c}' U_c} + \frac{U_H'^2 + U_c'^2 - U_2'^2}{2U_c' \cdot U_H'} \right) \quad (3.14)$$

$$\delta_{1c}' = \varphi_{1c}' + \gamma_{E1c} \quad (3.15)$$

Крім того, вказані зрушення в другому випадку мають значно більшу величину, викликану введенням у ланцюг намагнічення додаткової індуктивності  $X_{\sigma 2}$ , що обумовлює додаткове зрушення ЕРС

$$\gamma_{E1c.\text{don}}' = \arccos \frac{U_H'^2 + U_1'^2 - U_2'^2}{2U_c' U_H'} \quad (3.16)$$

ЕРС самоіндукції вторинної обмотки  $E_{\sigma 2c}$  діє згідно з ЕРС взаємоіндукції  $E_{02c}$ , збільшуючи її на величину  $E_{02c} = jI_{2c}X_{\sigma 2}$  і обумовлюючи випереджаюче зрушення ЕРС  $E_{02c}$  відносно відставальної напруги  $U_2$ , і відносно струму  $I_{2c}$ . В обох випадках можна вважати, що

$$\gamma_{E2c} = \gamma_{E2c}' = \arccos \frac{U_2'^2 + E_{02c}'^2 - I_{2c}'^2 r_2^2}{2E_{02c}' \cdot U_2} \quad (3.17)$$

$$\delta_{2c} = \delta_{2c}' = \varphi_{2c} + \gamma_{E2c} \quad (3.18)$$

Отже у режимі узгодженого включення ВДТ  $E_{1c} < U_c$ , чим обумовлюється зустрічна дія струму  $I_{1c}$  з ЕРС  $E_{1c}$  і споживання з мережі активної  $P_{1c}$  і реактивною  $Q_{1c}$  потужностей. Відповідно до [10] значення потужностей  $P$  і  $Q$  може бути визначено у вигляді:

$$\begin{aligned} P_{1c} &= E_{1c} \cdot I_{1c} \cos \delta_{1c} + I_{1c}'^2 r_1; \\ Q_{1c} &= E_{1c} \cdot I_{1c} \sin \delta_{1c} + I_{1c}'^2 x_{\sigma 1}. \end{aligned} \quad (3.19)$$

Частини потужностей  $E_{1c}I_{1c}\cos\delta_{1c}=E_{1c}I_{01a}+E_{1c}I_{2c}'\cos\delta_{2c}$  і  $E_{1c}I_{1c}\sin\delta_{1c}=E_{1c}I_{0c}r+E_{1c}I_{2c}'\sin\delta_{2c}$  за вирахуванням потужності  $E_{1c}I_{0ac}$  на намагнічення передаються в мережу навантаження, а частини  $I_{1c}'^2 r_1$  і  $I_{1c}'^2 x_{\sigma 1}$  витрачаються на електричні і магнітні втрати в первинній обмотці.

Відповідно, для вторинної обмотки  $E_{2c} > U_{2c}$ , тому струм  $I_{2c}$  діє згідно з ЕРС  $E_{2c}$  і електромагнітні потужності  $P_{2c}$  і  $Q_{2c}$  передаються в мережу навантаження. Вирази для  $P_{2c}$  і  $Q_{2c}$  можна записати у вигляді:

$$\begin{aligned} P_{2c} &= E_{2c}' \cdot I_{2c} \cos \delta_{2c} - I_{2c}'^2 r_2'; \\ Q_{2c} &= E_{2c}' \cdot I_{2c} \sin \delta_{2c} - I_{2c}'^2 x_{\sigma 2}'. \end{aligned} \quad (3.20)$$

Значення кутів  $\delta_{1c}$ ,  $\delta_{2c}$  змінюється із зміною параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  ланцюга первинної і вторинної обмоток, що визначають модулі  $I_{1c}$ ,  $I_{2c}$  і фазові зрушення  $\varphi_{1c}$ ,  $\varphi_{2c}$  струмів  $I_{1c}$ ,  $I_{2c}$ , а також фазові зрушення  $\gamma_{1c}$ ,  $\gamma_{2c}$  ЕРС  $E_{1c}$ ,  $E_{2c}$  відносно

напруги мережі  $U_c$ .

Відмінними особливостями режиму є знаходження модуля напруги  $U_c$  між значеннями ЕРС трансформатора  $E_{1c}$  і напругою на навантаженні  $U_n$  ( $E_{1c} < U_c < U_n$ ), геометричне підсумовування струму навантаження  $I_n$  із струмом первинної обмотки  $I_{1c}$  ( $I_c = I_n + I_{1c}$ ) за  $I_c = I_2$ , а також перевищення ЕРС вторинної обмотки  $E_2$  напруги  $U_2$  ( $E_2 > U_2$ ).

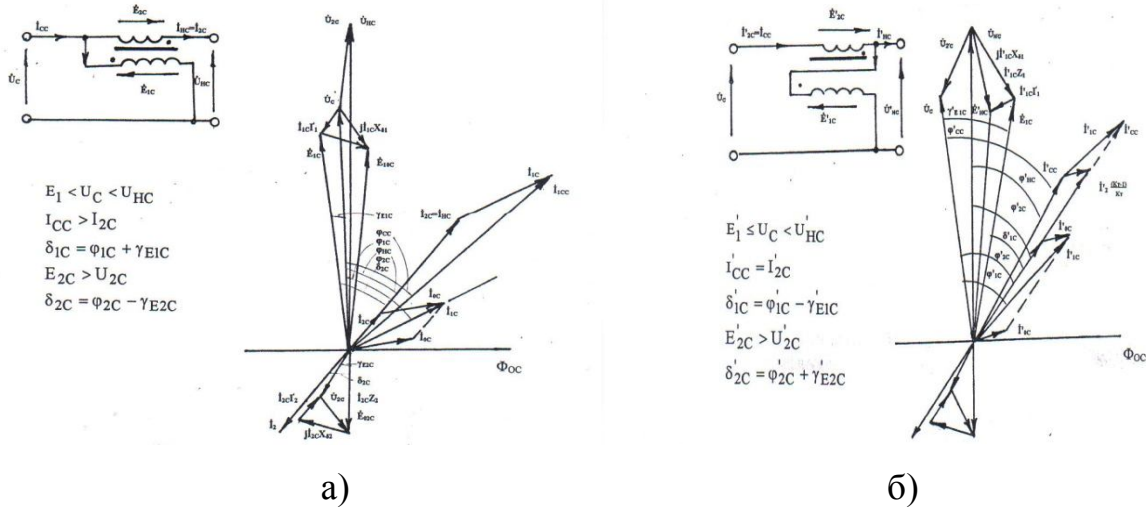


Рисунок 3.2 – Векторна діаграма ВДТ у режимі узгодженого включення у разі підключення його первинної обмотки до входних (а) та вихідних (б) виводів

При цьому ЕРС  $E_{1c}$  завжди менше напруги мережі  $U_c$  у разі приєднання первинної обмотки до входних затискачів ВДТ і, залежно від співвідношення між параметрами  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$ , більше або менше напруги мережі у разі приєднання обмотки до вихідних затисків ВДТ. Фазове зрушення  $\gamma_{E1c}$  ЕДС  $E_{1c}$  відносно напруги мережі  $U_c$  визначається параметрами ланцюга первинної обмотки ВДТ  $Z_{1п}$ , у першому випадку, і сукупністю параметрів ланцюга первинної  $Z_{1п}$  і вторинної  $Z_{2п}$  — у другому.

Значення струмів  $I_1$ ,  $I_2$  в обмотках в обох випадках визначаються значенням струму навантаження  $I_n$ . У першому випадку  $I_2 = I_n$ . Значення струму  $I_2$  у другому випадку всупереч [14, 15] може бути визначено зважаючи на те, що  $I_2 = I_n + I_{1c}$ , а  $I_{1c} = I_2 + I_0$  у вигляді:

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_n + \dot{I}_2' + \dot{I}_0 = \dot{I}_n + \frac{\dot{I}_2}{K_T} + \dot{I}_0 = \frac{\dot{I}_n + \dot{I}_0}{K_T - 1} K_T \quad (3.21)$$

Напрямок струму  $I_2$  співпадає з напрямом струму навантаження  $I_n$ , у першому випадку, або має додаткове зрушення  $\phi_{2n} = \delta_{2c} - \phi_{nc} + \gamma_{E1c}$ , що змінюється із зміною величини або фазового зрушення струму навантаження  $I_n$ , у другому. Струм  $I_{1c}$  на відміну від [14, 15] у обох випадках зсунутий відносно струму  $I_2$  на кут  $\phi_{12} = \delta_{1c} - \delta_{2c}$  і змінюється із зміною величини або фазового

зсуву струму  $I_2$ .

Вирази для ЕРС і струмів в обмотках ВДТ у разі зміни параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  ланцюга первинної і вторинної обмоток отримані рішенням (3.1) за  $U_1 = U_2$  у вигляді:

$$\begin{aligned} \dot{I}'_{1c} &= \frac{\dot{U}_c[(1+K_T)\underline{Z}_0 + \underline{Z}_{2п}K_T]}{\underline{Z}_{1п} \cdot \underline{Z}_{2п} \cdot K_T^2 + \underline{Z}_0(\underline{Z}_{1п} + \underline{Z}_{2п}K_T^2)} = I_{1c}e^{j\varphi_{1c}}; \\ \dot{I}'_{2c} &= \frac{\dot{U}_c[(1+K_T)\underline{Z}_0 + \underline{Z}_{1п}K_T]}{\underline{Z}_{1п}\underline{Z}_{2п}K_T^2 + \underline{Z}_0(\underline{Z}_{1п} + \underline{Z}_{2п}K_T^2)} = I_{2c}e^{j\varphi_{2c}}; \\ \dot{I}_{0c} &= \frac{\dot{U}_c(\underline{Z}_{2п}K_T^2 + \underline{Z}_{1п}K_T)}{\underline{Z}_{1п}\underline{Z}_{2п} + \underline{Z}_0(\underline{Z}_{1п} + \underline{Z}_{2п}K_T^2)} = I_{0c}e^{j\varphi_{0c}} \end{aligned} \quad (3.22)$$

Рішення (3.1) відносно ЕРС  $E_{0c}$  отримане у вигляді:

$$\dot{E}_{0c} = \dot{I}_{0c}\underline{Z}_0 = \frac{(\underline{Z}_{2п}K_T^2 + \underline{Z}_{1п}K_T)\underline{Z}_0\dot{U}_c}{\underline{Z}_{1п}\underline{Z}_{2п}K_T^2 + \underline{Z}_0(\underline{Z}_{1п} + \underline{Z}_{2п}K_T^2)} = I_{0c}e^{j\varphi_{0c}} \quad (3.23)$$

Із зміною параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  змінюються модулі  $E_{01c}$ ,  $E_{02c}$ ,  $I_{1c}$ ,  $I_{2c}$ , а також їх взаємні зсуви  $\delta_{1c}$ ,  $\delta_{2c}$ . Відповідно, змінюються модуль і фаза ЕРС і струмів на електронних ключах, величини і напрями передачі електромагнітних потужностей  $P_{1c}$ ,  $Q_{1c}$ ,  $P_{2c}$ ,  $Q_{2c}$ . На рисунку 3.3 наведені графічні залежності відносних значень ЕРС  $E_1$  і  $E_2$  і їхніх фазових кутів  $\gamma_{E1}$ ,  $\gamma_{E2}$  від параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  ланцюга первинною і вторинною обмоток.

Численні розрахунки значень ЕРС і струмів в обмотках, виконані за (3.1) довели, що у разі зміни параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  і  $\cos\varphi_n = \text{const}$  кінці векторів струмів  $I_1$ ,  $I_2$  і ЕРС  $E_1$ ,  $E_2$  описують кола, діаметр яких у разі живлення первинної обмотки від вхідних затискачів (рис. 3.4, а), дорівнює:

$$\begin{aligned} Dc = AK &= \frac{U_c}{\sin(\varphi_n - \varphi_2)}; \\ \varphi_n &= \arctg(x_{\sigma 1п} + x_{\sigma 2п})/(r_{1п} + r'_{2п}); \\ \varphi_2 &= \arctg(x'_{\sigma 2п} + x'_n)/(r'_{2п} + r'_n). \end{aligned} \quad (3.24)$$

Вектор напруги на навантаженні  $U_n$  при цьому описує коло діаметром

$$D_{nn} = PN = \frac{\dot{U}_c + \dot{U}_2}{K_T \sin(\varphi_n - \varphi_2)} \quad (3.25)$$

У разі живлення первинної обмотки трансформатора від вихідних затискачів (рис. 3.4, б)

$$D'_n = KM = \frac{U_n}{\sin(\varphi_n - \varphi_2)} \quad (3.26)$$

$$D'_c = MN = \frac{U_n}{\sin(\varphi_n - \varphi_2)} \quad (3.27)$$

Параметри режиму ланцюга первинної обмотки характеризує трикутник АВД, що описується рівнянням у комплексній формі

$$\dot{U}c = \dot{E}_1 + \dot{I}_1 Z_{1H} \quad (3.28)$$

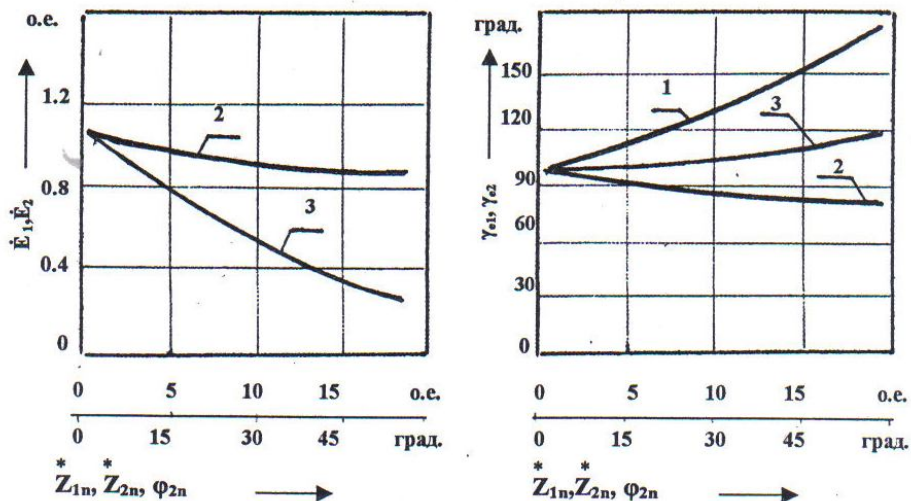


Рисунок 3.3 – Залежність відносного значення моду лей ЕРС

$$E_1^* = E_2^* = \frac{E_1}{U_{CHOM}} = E_2' \text{ і фази } \gamma_{E1}, \gamma_{E2} \text{ (б) ЕРС } E_1, E_2 \text{ від відносного значення модуля}$$

$$Z_{2П} = \frac{Z_{1П}}{Z_{ННОМ}} \quad \text{повного опору } Z_{1П} \text{ ланцюга первинної обмотки (1), модуля}$$

$$Z_{2П}^* = \frac{Z_{1П}}{Z_{ННОМ}} \quad (2) \text{ і фази } \varphi_{2П} \quad (3) \text{ повного опору ланцюга вторинної обмотки } Z_{2П}$$

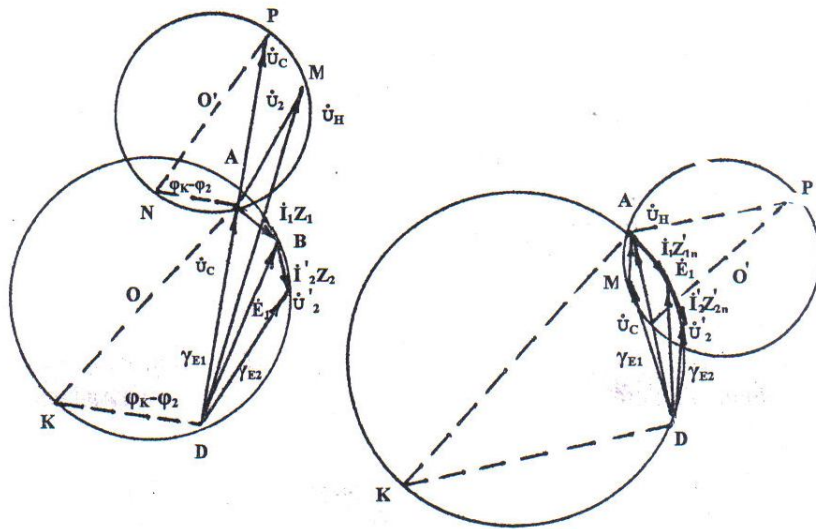


Рисунок 3.4 – Кругові діаграми ВДТ під час живлення первинної обмотки від вхідних (а) і вихідних (б) затискачів

При цьому параметри режиму ланцюга вторинної обмотки характеризує трикутник ВСД, що описується рівнянням

$$\dot{U}'_2 = \dot{E}'_2 - \dot{I}'_2 Z'_{2\parallel} \quad (3.29)$$

Параметри режиму ланцюга навантаження характеризує трикутник АМД, що

описується рівнянням

$$\dot{U}_H = \dot{U}_c + \dot{U}_2 \quad (3.30)$$

### 3.3.2 Зустрічне включення

Під час зустрічного включення ВДТ ЕРС  $E_{2B}$  діє зустрічно з напругою мережі  $U_c$ , зменшуючи напругу на навантаженні до величини  $U_H = U_c - U_{2B}$ . У цьому режимі енергія надходить з мережі навантаження у вторинну обмотку ВДТ, де вона за вирахуванням електричних і магнітних втрат перетворюється в енергію магнітного поля і передається за допомогою первинної обмотки в живильну мережу. Частина цієї енергії проникає в магнітопровід ВДТ і навколишній простір, де вона безповоротно перетворюється в тепло. При цьому  $\mu_c \gg \mu_0$  і  $\Pi_1'' = \Pi_2' = H_2' \times E_2' = -U_c i_2 / h d_{2cp}$ .

У цьому режимі ЕРС розсіяння  $E_{\sigma 1B}$  діє згідно, а ЕРС розсіяння  $E_{\sigma 2B}$  - зустрічно з ЕРС взаємоіндукції  $E_0$ , збільшуючи ЕРС  $E_1 = E_0 + E_{\sigma 1B}$  у першому випадку, і зменшуючи ЕРС  $E_{2B} = E_0 - E_{\sigma 2B}$  — у другому. Відповідно, кут  $\gamma_{1B} = \arctg X_{\sigma 1B} / r_{1\pi}$  має випереджальний характер і  $\delta_{1B} = \varphi_{HB} - \gamma_{1B}$ , а кут  $\gamma_{2B} = \arctg x_{\sigma 2B} / r_{2\pi}$  має відставальний характер, і  $\delta_{2B} = \varphi_{HB} + \gamma_{2B}$ . У цих умовах  $E_{1B} > U_c$ , тому струм  $I_{1B}$  на відміну від [14,15] діє згідно з ЕРС  $E_{1B}$  і зустрічно із струмом  $I_{2B}$ , забезпечуючи передачу електромагнітної потужності первинною обмоткою  $W_{1B}$  в живильну мережу. Відповідно,  $E_{2B} < U_{2B}$ , чим забезпечується споживання з мережі навантаження потужностей

$$\begin{aligned} P_{2B} &= -E'_{2B} I'_{2B} \cos \delta_{2B} - I'^2_{2B} r'_2 \\ Q_{2B} &= -E'_{2B} I'_{2B} \sin \delta_{2B} - I'^2_{2B} x'_{\sigma 2} \end{aligned} \quad (3.31)$$

При цьому потік потужностей -  $E'_{2B} I'_{2B} \cos \delta_{2B} = -E'_{1B} I'_{02B} - E'_{2B} I'_{1B} \cos \delta_{2B}$  і  $-E'_{2B} I'_{2B} \sin \delta_{2B} = -E'_{2B} I'_{02B\Gamma} - E'_{2B} I'_{1B} \sin \delta_{2B}$  за вирахуванням потужності  $-E'_{2B} I'_{02B\Gamma}$  і втрат потужності  $-E'_{2B} I'_{02Ba}$  на намагнічення передаються за допомогою первинної обмотки в живильну мережу, а частина їх  $I'^2_{2B} r'_2$  і  $I'^2_{2B} x'_{\sigma 2}$  витрачається на електричні і магнітні втрати у вторинній обмотці.

Відповідно, у первинній обмотці  $E_{1B} > U_{1B}$ , тому струм  $I_{1B}$  діє згідно з ЕРС  $E_{1B}$  і зустрічно із струмом  $I_2$ , забезпечуючи передачу електромагнітних потужностей в живильну мережу

$$\begin{aligned} P_{1B} &= -E_{1B} I'_{1B} \cos \delta_{1B} - I_{1B} r'_1 \\ Q_{1B} &= -E_{1B} I_{1B} \sin \delta_{1B} - I_{1B} x'_{\sigma 1} \end{aligned} \quad (3.32)$$

Характерними ознаками режиму є знаходження значення напруги мережі  $U_c$  між значеннями напруги на навантаженні  $U_H$  і ЕРС ВДТ  $E_{1B}$  ( $U_H < U_c < E_{1B}$ ), геометричне віднімання струму навантаження із струму первинної обмотки  $I_{1B}$  ( $I_B = I_H - I_{1B}$ ) при  $I_B \leq I_H$ , а також перевищення ЕРС ВДТ первинної обмотки

напруги на ній ( $E_{1B} > U_c$  або  $E_{1B} > U_{нв}$ ). При цьому ЕРС  $E_{1B}$  завжди більше напруги мережі  $U_c$  у разі приєднання первинної обмотки до вхідних затискачів ВДТ (рис. 3.5, а) і, залежно від співвідношення між параметрами  $Z_{1п}$ ,  $Z_2$ , більше або менше напруги мережі  $U_c$  — у разі приєднання обмотки до вихідних затискачів ВДТ (рис. 3.5, б). Фазове зрушення  $\gamma_{E1}$  ЕРС  $E_1$  відносно напруги мережі  $U_c$  визначається значенням параметра  $Z_{1п}$  ланцюга первинної обмотки в першому випадку, і сукупністю параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  ланцюга первинної і ланцюга вторинної обмоток, у другому.

Струми  $I_1$ ,  $I_2$  в обмотках в обох випадках визначаються значенням навантаження  $Z_{н}$ . У першому випадку  $I_2 = I_{н}$ . Значення струму  $I_2$  у другому випадку може бути визначене з урахуванням того, що  $I_2 = I_{н} - I_{1c}$ ,  $I_{1c} = I_2 - I_0$  у вигляді:

$$I_2 = I_{н} - I_2' - I_0 = I_{н} + I_2 / K_T - I_0 = (I_{н} - I_0)K_T / (K_T - 1) \quad (3.33)$$

Зрушення ЕРС  $E_{01B}$ ,  $E_{02B}$  відносно напруги  $U_c$ ,  $U_{2B}$  і струмів  $I_{1B}$ ,  $I_{2B}$  у першому випадку дорівнюють

$$\begin{aligned} \gamma_{E1B} &= \arccos \frac{U_c^2 + E_{01c}^2 + I_{1c}^2 Z_1^2}{2E_{01c}U_c}; \\ \delta_1 &= \varphi_{1B} + \gamma_{E1B}; \\ \gamma_{E2B} &= \arccos \frac{U_2^2 + E_{02B}^2 + I_{2B}^2 Z_2^2}{2E_{02B}U_2}; \\ \delta_{2B} &= \varphi_{2B} - \gamma_{E2B}. \end{aligned} \quad (3.34)$$

У другому випадку

$$\begin{aligned} \gamma'_{E1B} &= \arccos \frac{U_{н}^2 + E_{01B}^2 + I_{1B}^2 Z_1^2}{2E_{01B}U_{н}} - \frac{U_c^2 + U_{н}^2 - U_2^2}{2U_cU_{н}}; \\ \delta'_{1B} &= \varphi'_{1B} \pm \gamma'_{E1B}; \\ \gamma'_{E2B} &= \arccos \frac{U_2'^2 + E_{02B}'^2 + I_{2B}'^2 Z_2^2}{2E_{02B}'U_2}; \\ \delta'_{2B} &= \varphi'_{2B} - \gamma'_{E2B}. \end{aligned} \quad (3.35)$$

Рішення (3.1) відносно струмів  $I_1$ ,  $I_2$ ,  $I_0$  при  $U_1 = U_2 = U_c = \text{const}$  має вигляд

$$\begin{aligned} I_{1B} &= \frac{U_c [(1 + K_T)Z_0 - Z_{2п}K_T^2]}{Z_{1п}Z_{2п}K_T^2 + Z_0(Z_{1п} + Z_{2п}K_T^2)} = I_{1B} e^{j\varphi_{1B}}; \\ I_{2B}' &= \frac{U_c [(1 + K_T)Z_0 - Z_{1п}K_T]}{Z_{1п}Z_{2п}K_T^2 + Z_0(Z_{1п} + Z_{2п}K_T^2)} = I_{2B}' e^{j\varphi_{2B}}; \\ I_{0B} &= \frac{U_c (Z_{2п}K_T - Z_{1п})K_T}{Z_{1п}Z_{2п}K_T^2 + Z_0(Z_{1п} + Z_{2п}K_T^2)} = E_{0B} e^{j\varphi_{0B}}; \end{aligned} \quad (3.36)$$

Рішення (3.1) відносно ЕРС  $E_0$  має вигляд

$$E_{0B} = I_{01B} Z_0 = \frac{U_c K_T Z_0 (Z_{1II} K_T - Z_{1II})}{Z_{1II} Z_{2II} K_T^2 + Z_0 (Z_{1II} + Z_{2II} K_T^2)} = E_{0B} e^{j\varphi_{0B}}. \quad (3.37)$$

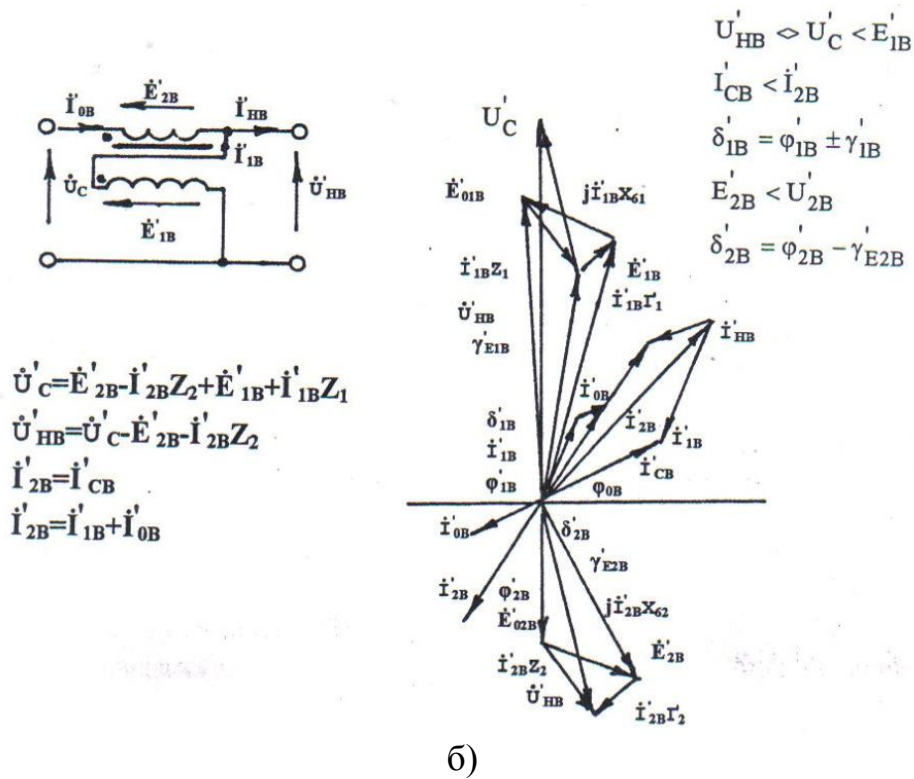
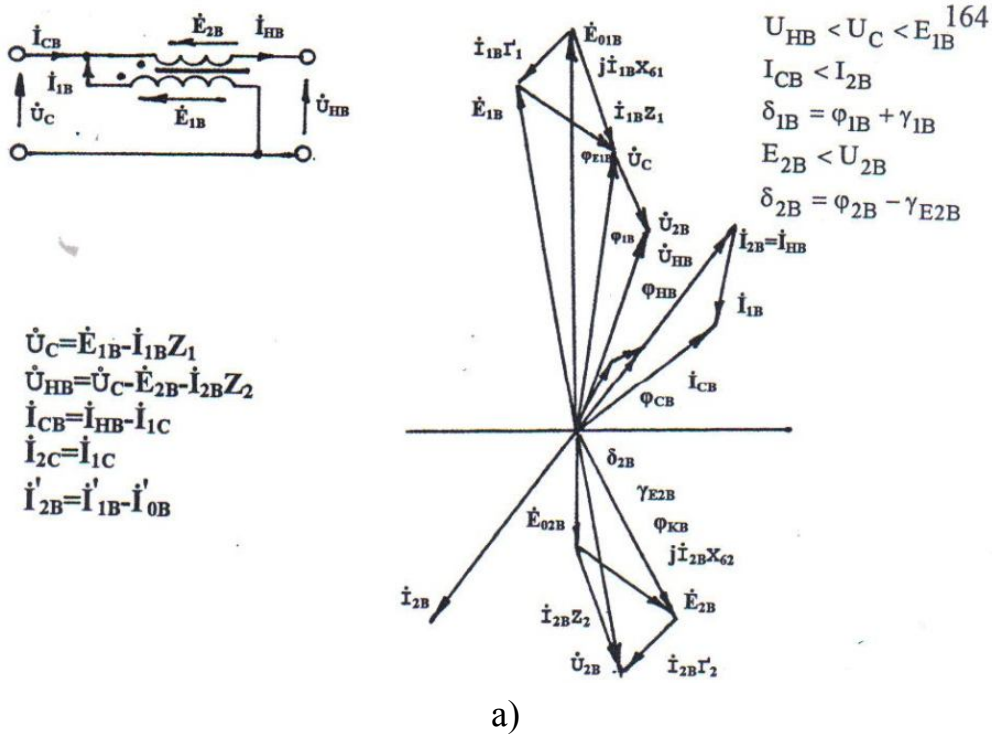


Рисунок 3.5 – Векторні діаграми ВДТ у режимі зустрічного включення у разі підключення первинної обмотки до входних (а) та вихідних виводів



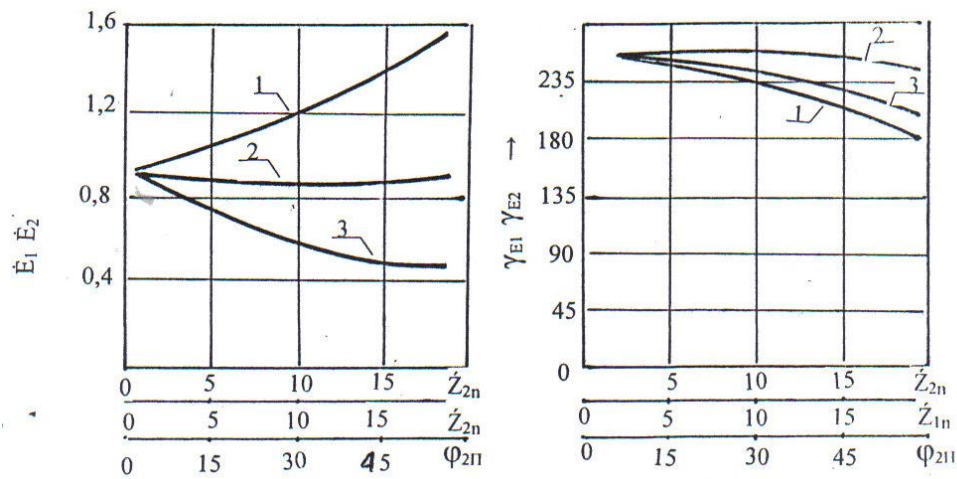


Рисунок 3.6 – Графічні залежності модулів  $E_1$ ,  $E_2$  (а) і фаз  $\gamma_{E1}$ ,  $\gamma_{E2}$  (б) ЕРС від відносного значення модуля  $Z_{1n}^* = \frac{Z_{1n}}{Z_0}$  повного опору ланцюга первинної обмотки (1), модуля (2) і аргументу (3) повного опору ланцюга вторинної обмотки  $Z_{2n}^* = \frac{Z_{2n}}{Z_0}$

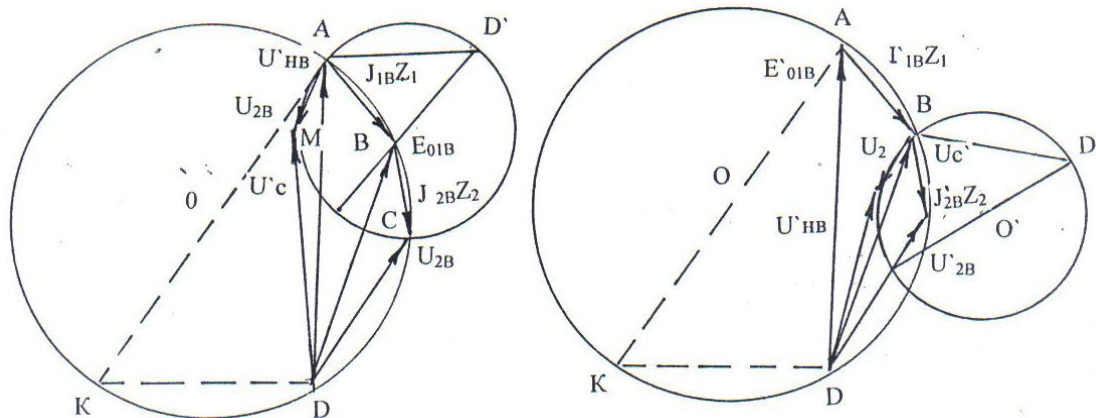


Рисунок 3.7 – Кругові діаграми ВДТ за  $U_c = \text{const}$  і живленні первинної обмотки від вхідних (а) та вихідних (б) затискачів

Під час зміни параметрів  $Z_{1n}$ ,  $Z_{2n}$  кінці векторів струмів  $I_1$ ,  $I_2$  і ЕРС  $E_1$ ,  $E_2$  описують кола діаметром

$$D_B = AK = \frac{E_{01B}}{\sin(\varphi_n - \varphi_2)} \quad (3.38)$$

під час підключення первинної обмотки до вхідних затискачів ВДТ. У разі підключення первинної обмотки до вихідних затискачів (рис. 3.7, б)

$$D_B = AK = \frac{U'_{n6}}{\sin(\varphi_n - \varphi_2)};$$

$$\varphi_n = \arctg(x_{\sigma 1} + x'_{\sigma 2}) / (r_1 + r'_2);$$

$$\varphi_2 = \arctg(x'_{\sigma 2} + x'_n) / (r'_{\sigma 2} + r'_n).$$

Відповідно, вектори напруги на навантаженні  $U_n$  описують кола діаметром

$$D_{нб} = PN = \frac{U_c - U_{2B}}{K_T \sin(\varphi_{нб} - \varphi_{2б})} \quad (3.40)$$

у першому випадку, і у другому.

$$D'_{нб} = PN' = \frac{U'_{нб} - U'_{2б}}{K_T \sin(\varphi'_{1B} - \varphi'_{2B})} \quad (3.41)$$

На рисунку 3.8 наведені графічні залежності  $I_1$ ,  $\varphi_1$ ,  $I_2$ ,  $\varphi_2$ ,  $E_1$ ,  $\varphi_{e1} = f(Z_{1п}, Z_{2п}, \varphi_{2п})$ , отримані розрахунками за (3.1) під час живлення первинної обмотки від живильної мережі.

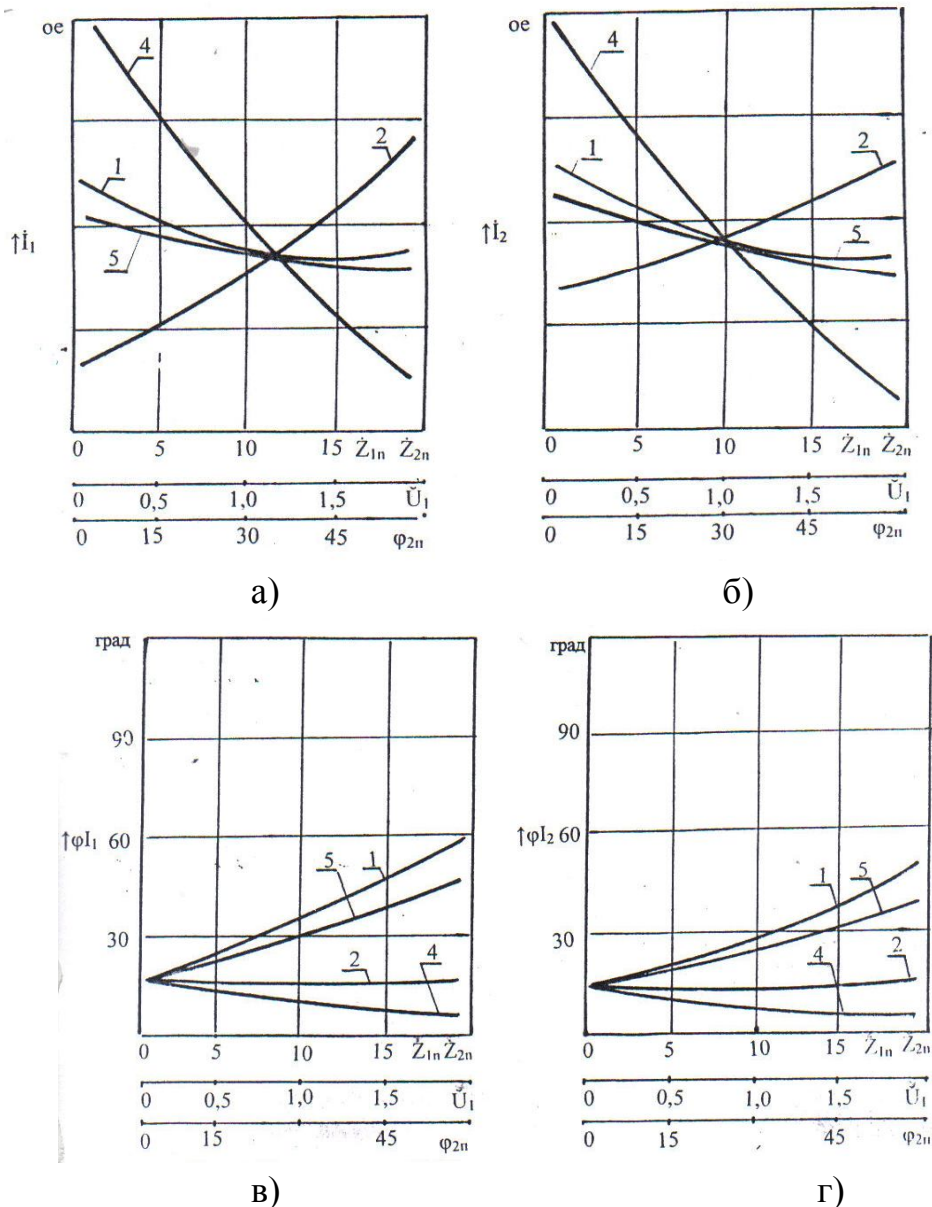


Рисунок 3.8 – Графічні залежності відносного значення модулів  $I_1^* = I_1/I_{ном}$  (а),  $I_2^* = I_2/I_{ном}$  (б) і фаз  $\varphi_{11}$  (в)  $\varphi_{12}$  (г) струмів  $I_1$ ,  $I_2$  в обмотках ВДТ від модуля (2) і фази (3) напруги  $U_1 = U_1/U_{ном}$ , повного опору ланцюга первинної обмотки  $Z_{1п}^* = Z_{1п}/Z_{1ном}$  (1), модуля (4) і аргументу (5) повного опору ланцюга вторинної обмотки  $Z_{2п}$  під час живлення первинної обмотки від навантажувальної мережі

Із зміною параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$ ,  $\varphi_{2п}$  ланцюги первинної і вторинної обмоток ВДТ змінюються модулі і фази ЕРС  $E_1$ ,  $E_2$  і струмів  $I_1$ ,  $I_2$  в обмотках. При цьому напруга на навантаженні в усіх випадках більше напруги  $U_c$ , а значення ЕРС  $E_1 \diamond U_1$ , залежно від місця приєднання первинної обмотки. Фаза ЕРС  $E_1$ , відносно напруги мережі  $U_c$  є випереджальною.

На рисунку 3.9 наведені графічні залежності  $I'$ ,  $\varphi_1'$ ,  $I_2'$ ,  $\varphi_2'$ ,  $E_1'$ ,  $\varphi_{e1}' = f(Z_{1п}, Z_{2п}, \varphi_{2п})$ , отримані розрахунками за (3.1), під час живлення первинної обмотки від мережі навантаження.

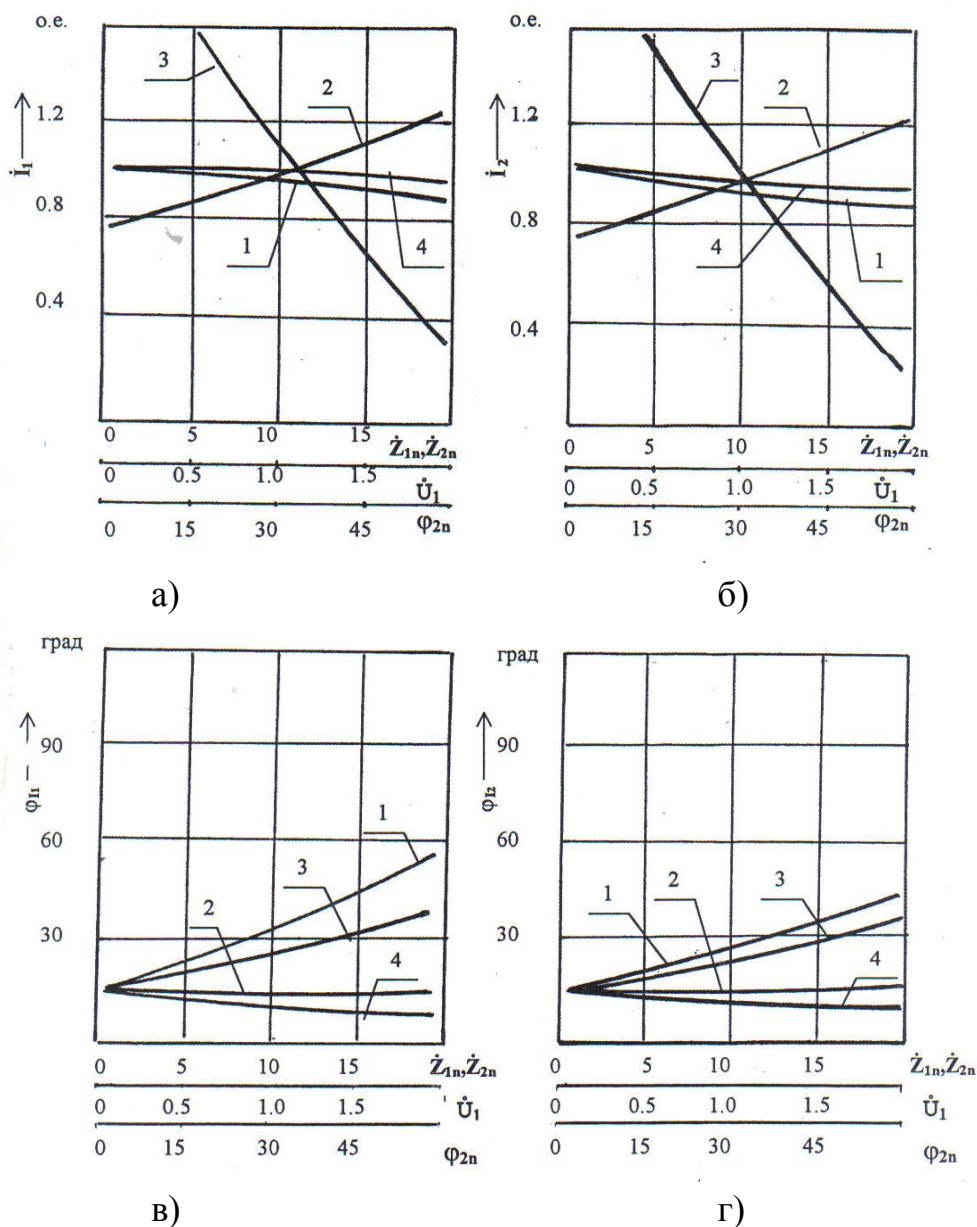


Рисунок 3.9 – Графічні залежності відносного значення модулів  $I_1=I_1/I_{ном}$  (а),  $I_2=I_2/I_{ном}$  (б) і фаз  $\varphi_{11}$  (в),  $\varphi_{12}$  (г) струмів  $I_1$ ,  $I_2$  в обмотках ВДТ от модуля (2) і фази (3) напруги  $U_1=U_1/U_{ном}$  модуля повного опору ланцюга первинної обмотки  $Z_{1п}=Z_{1п}/Z_{н.ном}$  (1), модуля  $Z_{2п}=Z_{2п}/Z_{н.ном}$  (4) і аргументу  $\varphi_{2п}$  (5) повного опору ланцюга вторинної обмотки  $Z_{2п}$  під час живлення первинної обмотки від навантажувальної мережі

Таким чином, у режимі зустрічного включення ВДТ зміна параметрів ланцюга первинної обмотки супроводжується зміною модулів і фаз струмів  $I_1$ ,  $I_2$  і ЕРС  $E_1$ ,  $E_2$ . Із зміною параметрів ланцюга вторинної обмотки змінюється значення струмів  $I_1$ ,  $I_2$ . В обох випадках зміна параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  викликає зміну модуля і фази напруги на навантаженні  $U_n$ , крім того, у першому випадку вказані зміни мають більш виражений характер, ніж у другому. Варто зазначити, що за модулем напруга  $U_n$  в усіх випадках більше напруги  $U_c$ , а величина ЕРС  $E_1 < > U_1$ , залежно від точки приєднання первинної обмотки. По фазі вектори напруги і струмів на введенні ВДТ за активно — індуктивного характеру навантаження відстають від напруги мережі  $U_c$  на кут  $0 - \pi / 2$ . Вектор напруги на навантаженні, залежно від місця приєднання первинної обмотки і значення параметра  $Z_{1п}$ , може випереджати або відставати від ЕРС  $E_{1c}$ .

### 3.3.3 Холостий хід

Враховуючи живлення ВДТ по двох обмотках, залежно від значення параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  ланцюга первинної і вторинної обмоток, трансформатор може працювати в режимі холостого ходу з живленням його по ланцюгу первинної (рис. 3.10, а) або вторинної (рис. 3.10, б) обмоток. У першому випадку  $Z_{2п} \rightarrow \infty$  і  $I_2 \rightarrow 0$ , оскільки ВДТ живиться по первинній обмотці від джерела напруги, трансформатор працює в режимі, аналогічному режиму холостого ходу звичайного силового трансформатора. Оскільки  $T_2=0$ , то енергія, що надходить із живильної мережі в первинну обмотку через її зовнішню поверхню, передається в навколишній простір, а через внутрішню — у магнітопровід, де відбувається часткове її перетворення в тепло і частково в енергію магнітного поля. Вектор Пойнтинга на внутрішній поверхні первинної обмотки в цьому випадку є комплексною величиною. Його дійсна частина дорівнює втратам на гістерезис і вихрові струми.

$$\operatorname{Re} \oint_S \Pi_1' dS = P_{\Gamma} + P_{BT} = P_{CT} \quad (3.42)$$

Уявна частина  $\Pi_1'$  є потужністю намагнічення стали

$$I_m \oint_S \Pi_1' dS = Q_{CT} \quad (3.43)$$

Відповідно, значення вектора Пойнтинга  $\Pi_1''$  на зовнішній поверхні обмотки визначає величину втрат на розсіювання і є скалярною величиною. Таким чином, у режимі холостого ходу ВДТ із живленням по ланцюгу первинної обмотки, потужність, споживана ВДТ із живильної мережі, у цілому має комплексний характер, визначуваний співвідношенням між  $P_{CT}$  і  $Q_{CT}$ ,  $Q_{\sigma 1}$ . Крім того, зважаючи на малу частку струму  $I_{01}$ , величини напруженості

магнітного поля  $H_1'$ ,  $H_1'$  зневажливо малі, тому величини потужностей  $P_{ст}$ ,  $Q_{ст}$ ,  $Q_{\sigma 1}$  незначні. У зв'язку з істотною залежністю потужності  $P_{ст}$ ,  $Q_{ст}$  від стану магнітної системи, можна говорити про залежність величини і характеру енергії, споживаною ВДТ у режимі холостого ходу від стану магнітної системи, визначуваного величиною напругу  $U_c$  і співвідношенням параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  ланцюга первинної і вторинної обмоток. При цьому рівняння балансу енергії запишеться у вигляді:

$$\begin{aligned} P_{10C} = P_{10B} &= E_{10} I_{10} \cos \delta_{10} + I_{10}^2 r_1; \\ Q_{10C} = Q_{10B} &= E_{10} I_{10} \sin \delta_{10} + I_{10}^2 x_{\sigma 1}. \end{aligned} \quad (3.44)$$

Маючи на увазі відсутність струму  $I_2$ , отримаємо:

$$\begin{aligned} E_{10} I_{10} \cos \delta_{10} &= E_{10} I_{10a}; \\ E_{10} I_{10} \sin \delta_{10} &= E_{10} I_{10r}. \end{aligned} \quad (3.45)$$

Зважаючи на те, що  $I_1 \gg I_{10}$ , то  $I_{10}^2 r_1 \rightarrow 0$ ,  $I_{10}^2 x_{\sigma 1} \rightarrow 0$ . Тоді, з урахуванням того, що  $\delta_{10} \approx \pi/2$ , можна вважати  $P_{10} \rightarrow 0$ ,  $Q_{10} = E_{10} I_{10} \sin \delta_{10}$ . Відповідно, зважаючи на відсутність струму,  $I_2 P_{20} = 0$ ,  $Q_{20} = 0$ . При цьому ЕРС  $E_{10}$  і струм  $I_{10}$  в обох випадках діють зустрічно, обумовлюючи споживання з живильної мережі потужності  $Q_{10} = E_{10} I_{10} \sin \delta_{10}$ . Проте зміна схеми підключення первинної обмотки ВДТ до мережі (зміна положення початку і кінця обмотки) супроводжується зміною напрямку протікання струму  $I_{10}'$  через обмотку і, відповідно, напрямку дії основного магнітного потоку  $\Phi_0$  і, пов'язаною з ним, ЕРС  $E_{20}$ . Крім того, зважаючи на одночасну зміну знака ЕРС  $E_{10}$  і струму  $I_{10}$ , що визначає напрям ЕРС  $E_{\sigma 1}$ , ЕДС  $E_{10}$  і  $E_{\sigma 1}$  в обох режимах діють зустрічно, зменшуючи значення ЕРС  $E_1$  на затискачах первинної обмотки, тому в обох режимах  $U_c > E_{10}$ .

У другому випадку, коли  $Z_{1п} \rightarrow \infty$ ,  $I_{10} \rightarrow 0$ , трансформатор отримує живлення по ланцюгу вторинної обмотки від джерела струму. Процеси в трансформаторі в цьому випадку визначаються значенням струму  $I_2$  у ланцюзі вторинної обмотки

$$\begin{aligned} P_{20C} = P_{20B} &= E'_{20} I'_{20} \cos \delta_{20} + I_{20}'^2 r_2'; \\ Q_{20C} = Q_{20B} &= E'_{20} I'_{20} \sin \delta_{20} + I_{20}'^2 x_{\sigma 2} \end{aligned} \quad (3.46)$$

Оскільки  $I_{10} = 0$ ,  $E'_{20} I'_{20} \cos \delta_{20} = E'_{20} I'_{20a}$ ,  $E'_{20} I'_{20} \sin \delta_{20} = E'_{20} I'_{20r}$ , трансформатором споживається з мережі активна потужність  $P_{20}$ , що витрачається на покриття магнітних втрат у трансформаторі, і реактивна  $Q_{20}$ , що витрачається на створення магнітного поля. При цьому, оскільки  $I_2 \gg I_{20}$ ,  $I_{20}'^2 r_2' = 0$ , тобто електричними і магнітними втратами в обмотках ВДТ у цьому режимі можна нехтувати. Отже, можна вважати, що значення активної  $P_{20}$  і реактивної  $Q_{20}$  потужностей, споживаних ВДТ із мережі навантаження в режимі холостого ходу, залежить від кута  $\delta_{20}$ , визначуваного співвідношенням активної і реактивної складових струму  $I_{20}$ . А оскільки, у зв'язку із зміною струму  $I_2$ , кут



118

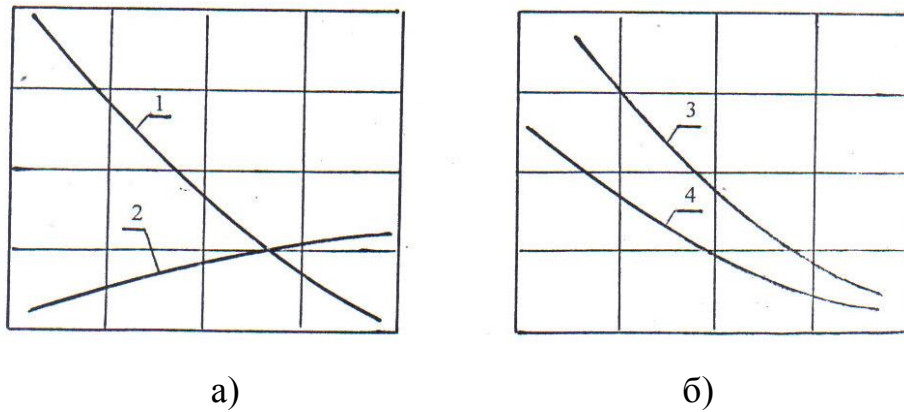


Рисунок 3.12 – Графічні залежності  $I_2^* = I_2/I_{2\text{ном}}$ ,  $\cos\varphi_2 = f(Z_{2n}^*)$  (а),  $P_2^* = P_2/P_{\text{ном}} = f(Z_{2n}^*)$ ,  $Q_2^* = Q_2/Q_{\text{ном}} = f(Z_{2n}^*)$  (б) у режимі холостого ходу з живленням по ланцюгу вторинної обмотки 1- $I_2^* = f(Z_{2n}^*)$ ; 2- $\cos\varphi_2 = f(Z_{2n}^*)$ ; 3- $Q_2^* = f(Z_{2n}^*)$ ; 4 –  $P_2^* = f(Z_{2n}^*)$ ;  $Z_{2n}^* = Z_{2n}/Z_{\text{нном}}$

### 3.3.4 Коротке замикання

У зв'язку з живленням ВДТ по двох обмотках необхідно розрізняти коротке замикання по ланцюгу первинної і вторинної обмоток. Ураховуючи живлення вторинної обмотки від джерела струму, на відміну від звичайних трансформаторів, коротке замикання ВДТ по ланцюгу первинної обмотки не є аварійним для трансформатора.

Під час короткого замикання первинної обмотки (рис. 3.13, а) ВДТ живиться по вторинній обмотці від джерела струму. У цих умовах зміна опору ланцюга первинної обмотки супроводжується лише зміною величини ЕРС на затискачах обмотки. Значення струму в них визначається тільки значенням струму у вторинній обмотці, тому в цьому режимі основний потік  $\Phi_0$  зневажливо малий незалежно від схеми з'єднання обмоток. У цих умовах можна вважати, що  $E_1' \approx 0$ ,  $E_1'' \approx 0$ ,  $E_2' \approx 0$ ,  $E_2'' \approx 0$ . Тоді відповідно до [99] можна записати:

$$P_{2k} \approx E_{02k}' I_{2k}' \cos \delta_{2k} + I_{2k}'^2 r_2' \quad (3.47)$$

Потужність  $P_{2k}$  витрачається частково на покриття електричних втрат  $I_{2k}'^2 r_2'$  в обмотці. Інша її частина  $E_2' I_{2k}' \cos \delta_{2k}$  передається за допомогою електромагнітного поля в первинну обмотку, яка витрачається на покриття електричних втрат у ній, тобто

$$E_{2k}' I_{2k}' \cos \delta_{2k} = E_{02k}' I_{1k}' \cos \delta_{1k} = I_{1k}'^2 r_1' \quad (3.48)$$

Значення реактивної потужності, споживаної вторинною обмоткою ВДТ з мережі навантаження, може бути визначено відповідно до [43] як

$$Q_{2k} = E_{2k}' I_{2k}' \sin \delta_{2k} + I_{2k}'^2 x_{\sigma 2}' \quad (3.49)$$

Зважаючи на мале значення  $E_{2k}'$  і  $\delta_{2k}$  можна вважати, що  $Q_{2k} \approx I_{2k}'^2 x_{\sigma 2}'$ .

Незначна частина потужності  $Q_{2k} = E'_{02k} I'_{2k} \sin \delta_{2k}$  витрачається на створення магнітного поля і частково передається в первинну обмотку

$$E'_{02k} I'_{2k} \sin \delta_{2k} = E'_{02k} I_{1k} \sin \delta_{1k} \quad (3.50)$$

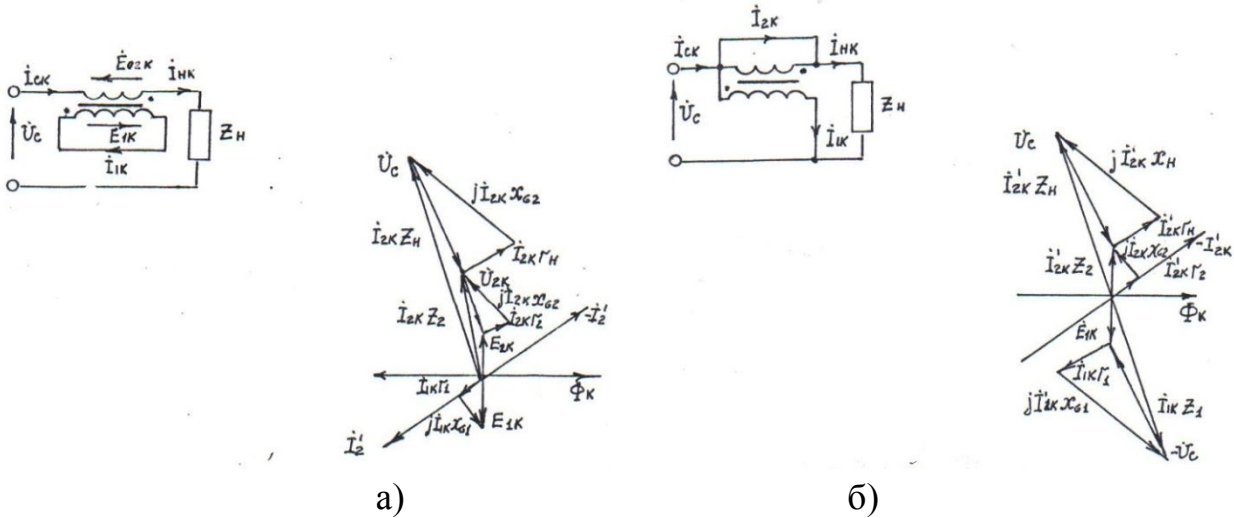


Рисунок 3.13 – Векторна діаграма ВДТ у режимі короткого замикання по ланцюгу первинної (а) і вторинної (б) обмоток

При цьому реактивна потужність  $E'_{02k} I'_{1k} \sin \delta_{1k}$ , отримана первинною обмоткою, витрачається на покриття магнітних втрат у ній, тобто

$$E'_{02k} I_{1k} \sin \delta_{1k} = I_{1k}^2 x_{\sigma 1} \quad (3.51)$$

У зв'язку з малістю  $E_{2k}$  і  $\delta_{2k}$  можна вважати  $Q_{1k} \approx I_{1k}^2 x_{\sigma 1}$ . Численні розрахунки довели, що значення струму намагнічення  $I_{02k}$  і ЕРС взаємодукції  $E_{02k}$  мають незначну величину, тому значення потужностей  $P_{1k}$ ,  $P_{2k}$ ,  $Q_{1k}$ ,  $Q_{2k}$  визначаються практично електричними  $I_1^2 r_1$ ,  $I_2^2 r_2$  і магнітними  $I_1^2 x_{\sigma 1}$ ,  $I_2^2 x_{\sigma 2}$  (втратами в обмотках (рис. 3.14, а, 3.15, а).

Під час короткого замикання вторинної обмотки (рис. 3.13, б), ВДТ живиться тільки від джерела напруги. Процеси у трансформаторі в цьому випадку аналогічні процесам у силовому трансформаторі, для якого цей режим є аварійним. Значення струмів  $I_1$ ,  $I_2$  обмежуються в цьому випадку тільки напругою  $U_k$  і опором  $Z_k$  короткого замикання (рис. 3.14, б, 3.15, б).

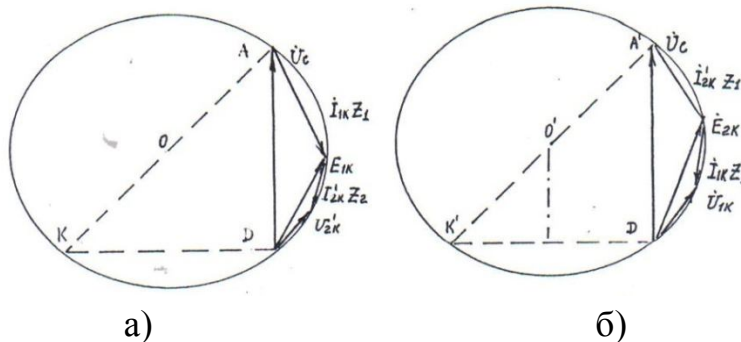


Рисунок 3.14 – Кругові діаграми в режимі короткого замикання під час живлення по ланцюгу первинної (а) і вторинної (б) обмоток



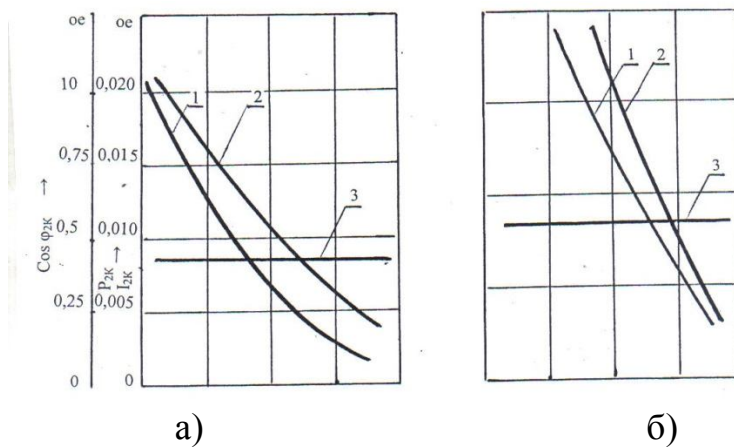


Рисунок 3.15 – Графічні залежності  $P_{2к}^* = P_{2к}/P_{2ном} = f(Z_{2П})$ , (1)  $I_{2к}^* = I_{2к}/I_{2ном} = f(Z_{2П})$  (2),  $\cos\varphi_{2к} = f(Z_{2П})$  (3), під час живлення ВДТ по ланцюгу вторинної (а) та первинної (б) обмоток у режимі короткого замикання ( $Z_{2П}^* = Z_{2П}/Z_{н.ном}$ )

### 3.4 Робота ВДТ у квазістатичних режимах

#### 3.4.1 Особливості роботи електронних ключів в обмотках

Характерною особливістю роботи електронних елементів (тиристорів, транзисторів та їх різновидів) у ланцюзі первинної обмотки ВДТ є необхідність суворого забезпечення прямої полярності напруги і струму на елементах, що включаються, у момент подачі керувального сигналу. До речі, вказані умови повинні дотримуватися як у момент первинного включення установки в мережу (у пускових режимах), так і протягом кожного напівперіоду живильної напруги в наступних (квазістаціонарних) режимах. У разі невиконання вказаних умов відповідний електронний елемент не включається аж до забезпечення вказаних умов. Нерегулярна зміна умов роботи електронних елементів може призвести до їхньої безладної роботи. В умовах спільної роботи з насичуваними нелінійними системами, якою є магнітна система ВДТ, і у поєднанні з однонаправленістю дії електронних елементів, це може призвести до однобічного намагнічення ВДТ, що супроводжується його аварійним відключенням. Зважаючи на це, узгодження параметрів системи керування з параметрами режиму ВДТ, що живиться від нього, має важливе значення для надійної і економічної роботи ВДТ і пов'язаних з ним споживачів.

Послідовне з'єднання вторинної обмотки ВДТ з мережею у поєднанні з фазоімпульсним способом керування електронними елементами зумовило те, що робочий процес ВДТ із електронним керуванням є чередуванням на інтервалі напівперіоду декількох режимів: холостого ходу, короткого замикання, узгодженого або зустрічного включення. У цих умовах криві ЕРС і струмів в обмотках ВДТ мають ступінчастий характер із зламами в точках

зміни режиму. Крім того, струм  $I_1$  у ланцюзі первинної обмотки ВДТ в умовах фазоімпульсного управління є переривчастою функцією часу, тоді як в кривій вторинного струму  $I_2$  безструмові паузи відсутні. Отже, на інтервалі малої провідності електронних елементів, зважаючи на наявність МРС вторинної обмотки  $F_2 = I_2 W_2$ , що не компенсується, трансформатор переходить протягом часу регулювання вентилів  $\alpha$  в режим глибокого насичення з відповідним зрушенням і спотворенням кривих ЕРС і струмів в обмотках (рис. 3.16). У цих умовах істотно важливе значення має виявлення загальних закономірностей зміни ЕРС і струмів у різних режимах і розроблення теоретичних основ побудови систем регулювання й управління ВДТ.

### 3.4.2 Розмикання електронних ключів

Під час розмикання електронних ключів  $K_c, K_b, K_k$  (рис. 3.16, а), зважаючи на наявність МРС  $F_2 = I_2 W_2$ , що не компенсується, викликані відсутністю струму  $I_1$  у ланцюзі первинної обмотки, магнітопровід ВДТ сильно насичений. При цьому, зважаючи на відсутність струму  $I_1$ ,  $H_1' = 0$  і  $H_1'' = 0$ , тому основна частина енергії, що надходить у вторинну обмотку з мережі навантаження передається у навколишній простір і через її внутрішню поверхню – у магнітопровід, де відбувається її безповоротне перетворення в тепло. Частина енергії, проникної в магнітопровід, витрачається на намагнічення сердечника, а частина – на покриття активних втрат у сталі, тому, вектор Пойнтинга  $\Pi_2$  на внутрішній поверхні обмотки в цьому режимі представляє комплексну величину. Його дійсна частина визначає втрати на гістерезис  $P_r$  і вихрові потоки  $P_{BT}$

$$\operatorname{Re} \oint_S \Pi_2' ds = E_{20} I_{20a} = P_r + P_{BT} = P_{CT} \quad (3.52)$$

Ця складова має завжди один напрям — усередину магнітопроводу, де вона зникає, перетворившись в теплову енергію. Уявна частина вектора Пойнтинга становить потужність намагнічення

$$-\operatorname{Im} \oint_S \Pi_2' dS = \frac{V\omega}{T} \int_0^t (w_m - w_s) = \omega \frac{1}{T} \int_0^T \tau \left( \int_0^t edt \right) dt = E_{20} I_{20r} = Q_{cn} \quad (3.53)$$

На зовнішній поверхні обмотки значення вектора Пойнтинга  $\Pi''$  визначається величиною втрат на розсіювання і є скалярною величиною

$$\oint_S \Pi_2'' ds = -\operatorname{Im} \oint_S \Pi_2'' ds = I_2^2 x_{\sigma 2} = P_{2\sigma} \quad (3.54)$$

Отже у цьому режимі, у зв'язку із зрушенням фази, що становлять поля  $E_2$  і  $H_2$ , вектор Пойнтинга  $\Pi_2 = E_2 \times H_2$  становить комплексну величину

$$\dot{\Pi}_2 = \Pi_{2a} + j\Pi_{2r} = \frac{1}{2} (\dot{E}_2 m \times \dot{H}_2 m) = \frac{1}{2} (\dot{E}_2 m \times \dot{H}_2 m)^* \quad (3.55)$$

Співвідношення між складовими вектора  $\Pi'_2$  і  $\Pi''_2$  зворотно пропорційно до їхньої магнітної проникності  $\mu_c$  і  $\mu_0$ , тобто

$$\Pi'_2 / \Pi''_2 = \mu_0 / \mu_c \quad (3.56)$$

Це означає, що з насиченням сталі відбувається перерозподіл векторів  $\Pi'_2$  і  $\Pi''_2$ , викликаний збільшенням потоку потужності  $\Pi'_2 (> \Pi''_2, \Pi'_2 \gg \Pi''_2)$  і зміна співвідношення між складовими потужності  $P_{20}$  і  $Q_{20}$ . При цьому, потік активної потужності  $\text{Re}\Pi'_2$  йде на покриття втрат у міді обмоток і сталі магнітопроводу, і має завжди один напрям — до трансформатора. Напрямок руху реактивної потужності  $\text{Im}\Pi'_2$  змінюється з подвійною частотою, накопичуючись під час першої чверті періоду в магнітному полі, і повертаючись у мережу, протягом другої.

Таким чином, за розімкненого стану електронних ключів  $K_c, K_b, K_k$  у ВДТ відбувається безповоротний процес перетворення електричної енергії, що надходить із мережі навантаження, у силову, і поповнення запасеної в магнітному полі ВДТ обмінної потужності. До речі, із зміною параметрів мережі навантаження відбувається зміна магнітної проникності сталі і, відповідно, співвідношення між  $\Pi'_2$  і  $\Pi''_2$ ,  $P_{20}$  і  $Q_{20}$ . На рисунку 3.17 наведені графічні залежності  $P_{20} = f(Z_{2п})$ ,  $Q_{20} = f(Z_{2п})$ , отримані розрахунком за (3.1).

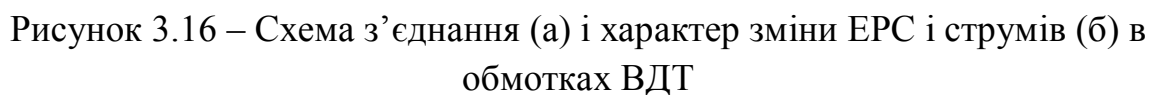
Одночасно з цим, у зв'язку з порушенням пропорційності між ЕРС і струмами в обмотках ВДТ, їх криві набувають несинусоїдальної форми. З цієї причини споживані з мережі активні  $P_{20}$  і реактивна  $Q_{20}$  потужності є витоками ЕРС і струмів, що належать до одних і тих же гармонік. Ураховуючи те, що у цих умовах передачі електромагнітної потужності в первинну обмотку не відбувається, рівняння балансу потужності має вигляд:

$$\begin{aligned} P_{20} &= \sum_v (E_{20v} I_{20va} + I_{20v}^2 r_2); \\ Q_{20} &= \sum_v (E_{20v} I_{20vr} + I_{20v}^2 x_{\sigma 2}). \end{aligned} \quad (3.57)$$

Їхня величина визначається складом гармонік ЕРС і струмів в обмотках, їх модулями і фазовими зрушеннями, залежними від параметра  $Z_{2п}$ . У звичайних умовах за  $Z_{2п} = Z_{2п} / Z_{ном} \leq 10$  ЕРС  $e_1, e_2$  мають пікоподібну форму з переважанням гармонік 3, 5, 7 порядку. Максимальне значення ЕРС в 3-4 рази (залежно від значення опору  $Z_{2п}$ ) перевищує амплітуду напруги мережі  $U_c$  (рис. 3.18).

Значно впливає на потужності  $P_{20}$ ,  $Q_{20}$  величина кута  $\delta_{20}$ . Зважаючи на відсутність струму  $I_1$  у ланцюзі первинної обмотки, кут  $\delta_{20}$  змінюється в широких межах. Відповідно, змінюється співвідношення між потужностями  $P_{20}$  і  $Q_{20}$ . Зокрема, за малих насичень, коли  $\delta_{20} \rightarrow 0$ ,  $P_{20} > Q_{20}$ , і навпаки, за великих насичень, коли  $\delta_{20} \rightarrow \pi/2$ ,  $Q_{20} \gg P_{20}$ .

Напруга  $U_{\text{Кс}}$  і  $U_{\text{Кв}}$  на електронних ключах  $K_c$  і  $K_b$  узгодженої і зустрічної обмоток, відповідно, є сумою напруги в мережі  $U_c$  і ЕРС ВДТ  $e_{1c}$  або  $e_{1b}$ , криві  $U_{\text{Кс}}$  і  $U_{\text{Кв}}$  також несинусоїдальні. Їхні максимальні значення значно перевищують номінальне значення напруги мережі  $U_c$ , а перші гармоніки зрушені відносно напруги мережі  $U_c$  на кут  $0 - \pm \pi/2$ , залежно від схеми з'єднання обмоток і значення струму  $I_2$  мережі навантаження. Із зміною параметрів мережі навантаження змінюється міра насичення магнітної системи ВДТ, гармонійний склад, модулі і фази складових кривих  $U_{\text{Кс}}(t)$ ,  $U_{\text{Кв}}(t)$  гармонік. На рисунку 3.19 наведений характер кривих  $e_{1c}(t)$ ,  $e_{1b}(t)$  і  $u_{\text{Кс}}(t)$ ,  $u_{\text{Кв}}(t)$ .



Аналіз отриманих результатів свідчить про значне збільшення напруги на затискачах обмотки і електронних ключах, а також зростанні втрат активної і реактивної потужності в трансформаторі, що досягає неприпустимо великих величин в реальному діапазоні зміни параметрів мережі навантаження. Останнє робить мало ефективною і ненадійною роботу трансформатора в цьому режимі, що вимагає виключення його з робочого процесу ВДТ.

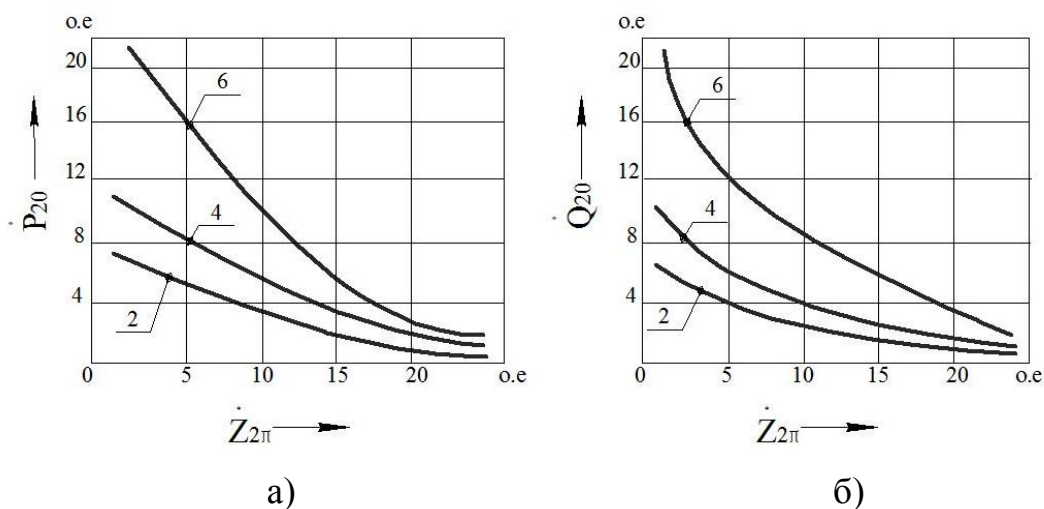


Рисунок 3.17 – Графічні залежності  $P_{20}^* = f(Z_{2n}^*)$ ;  $Q_{20}^* = f(Z_{2n}^*)$ ;  $6 - \frac{W_1}{W_2} = 6$ ;

$$4 - \frac{W_1}{W_2} = 4; \quad 2 - \frac{W_1}{W_2} = 2; \quad P_{20}^* - \frac{P_{20}^*}{P_{ннo}}; \quad Q_{20}^* - \frac{Q_{20}^*}{Q_{ннo}}; \quad Z_{2n}^* - \frac{Z_{2n}^*}{Z_{ннoM}}$$

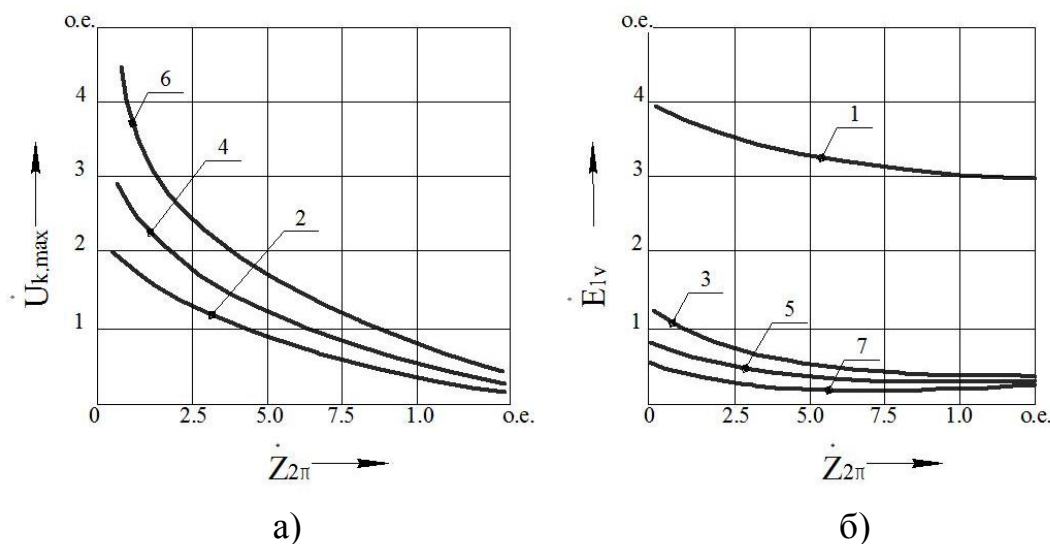


Рисунок 3.18 – Графічні залежності  $E_{1v}^* = f(Z_{2n}^*)$ ;  $U_K = f(Z_{2n}^*)$ ;  $6 - \frac{W_1}{W_2} = 6$ ;

$$4 - \frac{W_1}{W_2} = 4; \quad 2 - \frac{W_1}{W_2} = 2; \quad E_{1v} = -\frac{E_{1v}}{U_{1нoM}}; \quad U_{Kmax} = \frac{U_{Kmax}}{U_{1нoM}}; \quad 1, 3, 5, 7 - \text{номера гармонік};$$

$$Z_{2n} = \frac{Z_{2n}}{Z_{ннoM}}$$

### 3.4.3 Робота електронних ключів у ланцюзі зустрічної обмотки

Під час роботи ключа  $K_B$  у ланцюзі зустрічної обмотки на інтервалі кожного напівперіоду утворюються три ділянки стаціонарності  $0 - \alpha$ ,  $\alpha - \varphi_{1c}$  і  $\varphi_{1c} - \pi$  із зламами в точках  $\omega t = \alpha$ ,  $\omega t = \varphi_{1c}$ . Енергетичні процеси у ВДТ на кожній з ділянок стаціонарності визначаються співвідношенням модулів і фаз окремих гармонік, ЕРС і струмів в обмотках, значною мірою визначуваних співвідношенням параметрів  $Z_{1n}$ ,  $Z_{2n}$  ланцюгів первинної і вторинної обмоток і значенням кута регулювання  $\alpha$ . З їх зміною змінюються модулі і фази напруги електричного і магнітного полів, величина і напрям вектора Пойнтинга. На ділянці  $0 - \alpha$ , зважаючи на відсутність струму  $I_1$ , ВДТ працює в дросельному режимі з глибоким насиченням магнітної системи, зрушенням і значним спотворенням кривих ЕРС і струмів в обмотках, а також споживанням з мережі навантаження значної потужності, що йде на поповнення енергії магнітного поля, покриття електричних і магнітних втрат у трансформаторі. Детальніше робота ВДТ у цих умовах описана в розділі 3.3. Основні гармоніки ЕРС  $e_1$  і  $e_2$  на затискачах обмоток, а також напруги  $U_{kc}$  і  $U_{kb}$  на електронних ключах, у цей час зрушені відносно напруги мережі  $U_c$  на кути, близькі до  $\pi/2$ . Крім того, ЕРС узгодженої обмотки  $e_{1c}$  і напруга на ключі  $K_c$  зрушені у бік відставання від  $U_c$ , а ЕРС  $e_{1b}$  і напруга  $U_{kb}$  — у бік випередження (рис. 3.19). Енергетичні процеси в цьому режимі описуються системою (3.1). Рух енергії показаний на рисунку 3.11.

Під час включення ключа  $K_B$  на інтервалі часу  $\alpha - \varphi_{1b}$  в первинній обмотці протікає струм  $I_{1b}$ , що забезпечує втікання в обмотку  $W_{1b}$  потужностей  $P_{1c}$ ,  $Q_{1c}$ . Баланс потужності у ВДТ при цьому описується системою (3.2), а рух енергії має двонаправлений характер, обумовлений наявністю індуктивного накопичувача. У зв'язку з розмагнічуючою дією МРС  $F_{1b} = I_{1b} W_1$  ЕРС  $e_1$ ,  $e_2$  набувають синусоїдальної форми. При цьому ЕРС  $e_{1b}$  діє в протифазі з напругою мережі  $U_c$ , а ЕРС  $e_{1c}$  — у фазі. Зважаючи на різний характер взаємодії ЕРС  $e_{1b}$ ,  $e_{1c}$  з  $U_c$ , при включеному ключі  $K_B$  напруга на ключі  $K_B$  дорівнює різниці ЕРС  $e_{1b}$  і напругою  $U_c$  за  $e_{1b} > U_c$ , а на ключі  $K_c$  — їх сумі. ЕРС вторинної обмотки  $W_2$   $e_2$  діє в цьому режимі завжди зустрічно з напругою мережі  $U_c$ , зменшуючи напругу на навантаженні до величини  $u_n = u_c - e_2$ . Умовою роботи електронного ключа  $K_B$  є однакова полярність ЕРС  $e_{1b}$  і напруга  $U_c$  за  $e_{1b} > U_c$ . Указані умови дотримуються на інтервалі  $0 - t_{2b}$  протягом кожного напівперіоду (рис. 3.20). При цьому струм  $I_{1b}$ , що протікає під дією різниці  $e_{1b} - u_c$ , спрямований зустрічно струму  $I_2$  і проходить через нульове значення раніше, ніж напруга мережі  $U_c$ , зважаючи на розмагнічувальну дію потоку розсіювання  $\Phi_{\sigma 1b} = L_{\sigma 1b} I_{1b} / W_{1b}$ . Відповідно, на інтервалі  $t_{02} - \pi$  ВДТ,

зважаючи на відсутність струму  $I_1$  у ланцюзі первинної обмотки, знову переходить у дросельний режим із зрушенням і спотвореннями ЕРС і струмів в обмотках. Вираження для фазового зрушення струму  $I_{1B}$   $\varphi_{1B}$  має вигляд

$$\varphi_{1B} = \arctg \frac{E_{1B} \sin \gamma E_{1B}}{U_c - E_{1B} \cos \gamma E_{1B}};$$

$$I_{1B} = I_{1B \max} \cos(\omega t + \alpha) \quad (3.58)$$

Як впливає з (3.60), значення  $\varphi_{1B}$  змінюється із зміною кута  $\gamma_{E1B}$  і визначається значенням параметрів  $Z_{1п}$ ,  $Z_{2п}$  у ланцюзі первинної і вторинної обмоток, а також кутом регулювання ключів  $\alpha$ . В цьому режимі ЕРС  $e_{1B}$  має синусоїдальну форму, тому напруга  $U_{кв}$  на ключі  $K_B$ , становлячи різницю напруги мережі і ЕРС  $e_{1B}$ , стає рівною 0 дещо раніше, ніж напруга мережі  $U_c$  проходить через нульове значення. У результаті на інтервалі  $t_{02} - \pi$  ВДТ працює в дросельному режимі із зрушенням і спотвореннями ЕРС і струмів в обмотках, споживаючи з мережі навантаження значну потужність, що йде на створення магнітного поля, а також на компенсацію електричних і магнітних втрат в обмотках. У результаті, тричі протягом напівперіоду (при  $\omega t = \alpha$ ,  $\omega t = \varphi_{1B}$  і  $\omega t = \pi$ ) відбувається зміна магнітного стану ВДТ і характеру зміни ЕРС і струмів в обмотках і, відповідно, величини і характеру споживаної з мережі навантаження потужності (активно – індуктивною, на інтервалі  $\alpha - \varphi_{1B}$ , і переважно індуктивною, на інтервалах  $0 - \alpha$  і  $t_{02} - \pi$ ). Таким чином, робота ВДТ з електронним ключем у ланцюзі зустрічної обмотки характеризується однонаправленістю руху активної потужності, що змінює свої величини і характер у момент зміни режиму, і двунаправленістю руху реактивної потужності, обумовленої наявністю індуктивних накопичувачів у ВДТ і мережі навантаження. При цьому, у момент зміни режиму, спостерігається зміна характеру енергетичного перетворення. На інтервалах  $0 - \alpha$  і  $\varphi_{1B} - \pi$  відбуваються тільки безповоротні процеси перетворення електричної енергії, споживаної з мережі навантаження, у тепло і поповнення енергії магнітного поля, а на інтервалі  $\alpha - \varphi_{1B}$  — передача додатково значної кількості енергії в живильну мережу і часткове її повернення в мережу навантаження, за наявності індуктивних накопичувачів.

Вектор Пойнтинга у цих умовах має комплексний характер. Крім того, співвідношення між його складовими залежить від міри насичення магнітної системи на ділянках  $0 - \alpha$ ,  $\varphi_{1B} - \pi$  і від значення індуктивності ланцюга вторинної обмотки на ділянці  $\alpha - \varphi_{1B}$ . Інтегральне значення вектора Пойнтинга на інтервалі напівперіоду визначається значенням кута регулювання  $\alpha$ , величиною і характером навантаження.

Із зміною кута регулювання електронних ключів  $\alpha$  змінюється співвідношення тривалості підключеного стану первинної обмотки на інтервалі



напівперіоду  $i$ , відповідно, модуля, фази і гармонійного складу ЕРС  $e_1, e_2$  на затискачах обмоток, величини і характеру енергії, споживаною вторинною обмоткою  $W_2$  з мережі навантаження, модуля і фази напруги на навантаженні  $U_H$  і електронних ключах  $U_K$ .

У граничному випадку, коли  $\alpha = 0$  на інтервалі усього напівперіоду зустрічна обмотка  $W_{1B}$  підключена до мережі. При цьому усі ЕРС мають синусоїдальну форму. ЕРС  $e_{1B}$  і  $e_{2B}$  діють практично в протифазі з напругою мережі  $U_c$ , а ЕРС  $e_{1c}$  — у фазі, за  $e_{1B} > u_c > e_{2B}$ . Струм  $I_{2B}$ , що створюється спільною дією напруги мережі  $U_c$  і ЕРС  $e_{2B}$  за  $u_c > e_{2B}$ , діє згідно з напругою мережі  $U_c$ . У той же час струм  $I_{1B}$ , що створюється спільною дією ЕРС  $e_{1B}$  і напруга мережі  $u_c$  при  $e_{1B} > u_c$  діє зустрічно з напругою мережі  $U_c$ , зменшуючи значення струму  $i_c$ , споживаного ВДТ з мережі ( $i_c = i_2 - i_{1B}$ ). Отже, у цих умовах відбувається виключно споживання вторинною обмоткою  $W_2$  з мережі навантаження потужностей  $P_{2B} = E_{2B} I_{2B} \cos \delta_{2B} + I_{2B}^2 r_2$  і  $Q_{2B} = E_{2B} I_{2B} \sin \delta_{2B} + I_{2B}^2 x_{\sigma 2}$ , що передаються, за вирахуванням електричних і магнітних втрат в обмотках і сталі, у первинну обмотку. При цьому значення потужностей  $P_{2B}, Q_{2B}$  і, відповідно,  $P_{1B}, Q_{1B}$  визначається значенням струму  $I_{2B}$  і кута  $\delta_{2B}$ , залежних, зі свого боку, від параметрів  $Z_{1\pi}, Z_{2\pi}$  ланцюга первинною і вторинною обмоток (рис. 3.21).

За  $\alpha = \pi$  на інтервалі усього напівперіоду зустрічна обмотка відключена від мережі і трансформатор протягом усього часу працює в дросельному режимі з великими втратами, що обумовлений глибоким насиченням магнітної системи, спотворенням форми і зрушенням фази ЕДС і струмів в обмотках. Детальніше робота ВДТ у цих умовах описана в розділі 3.2.

На рисунках 3.22, 3.23 наведені графічні залежності  $E_{1BV}=f(\alpha), I_{1BV}=f(\alpha), \varphi_{E1BV}=f(\alpha), \varphi_{I1BV}=f(\alpha)$ , що ілюструють викладене вище.

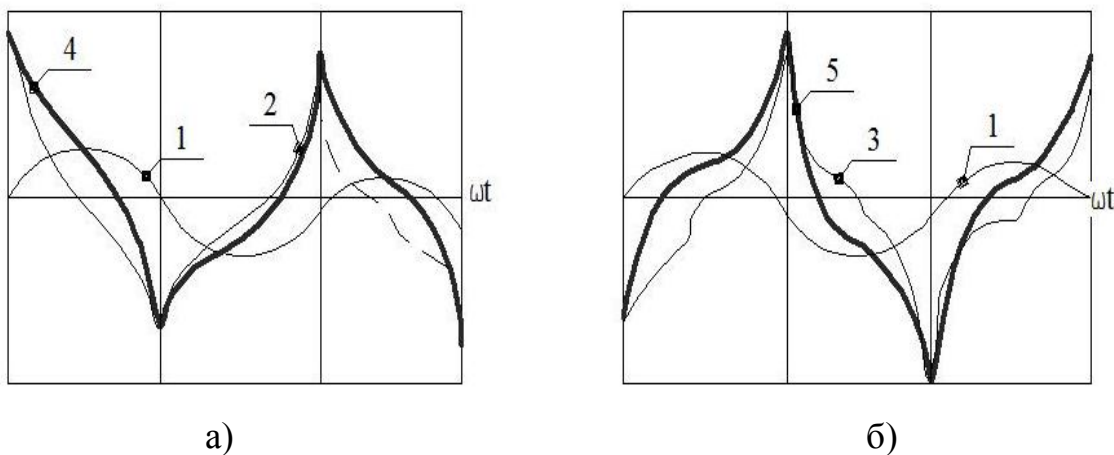


Рисунок 3.19 – Криві  $e_{1c}=f(\omega t)$ -2;  $e_{1B}=f(\omega t)$ -3;  $U_{HC}=f(\omega t)$ -4;  $U_{HB}=f(\omega t)$ -5;  $U_c=f(\omega t)$ -1 для режиму узгодженого (а) та зустрічного (б) включення



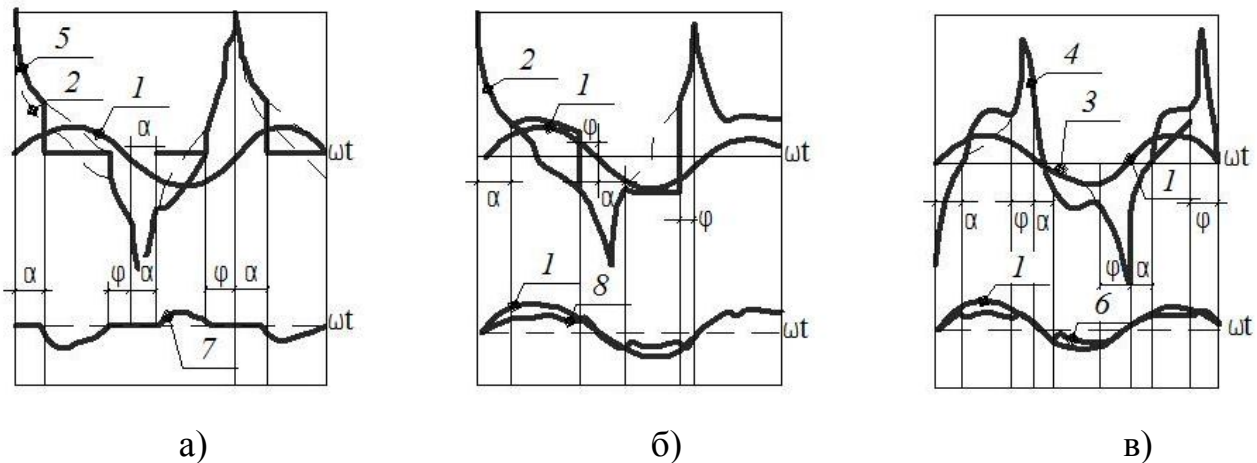


Рисунок 3.20 – Криві ЕРС і стумів на елементах ВДТ у режимі зустрічного включення: а) на ключі зустрічної обмотки; б) на затискачах зустрічної обмотки та навантаження; в) на ключі узгодженої обмотки; 1 – напруга мережі  $U_c$ ; 2 – ЕРС узгодженої обмотки  $e_{1c}$ ; 3 – ЕРС зустрічної обмотки  $e_{1B}$ ; 4 – напруга на ключі  $K_c$  узгодженої обмотки; 5 – напруга на ключі  $K_B$  зустрічної обмотки; 6 – напруга на навантаженні  $U_H$ ; 7 – струм через ключ  $K_B$  зустрічної обмотки; 8 – струм мережі

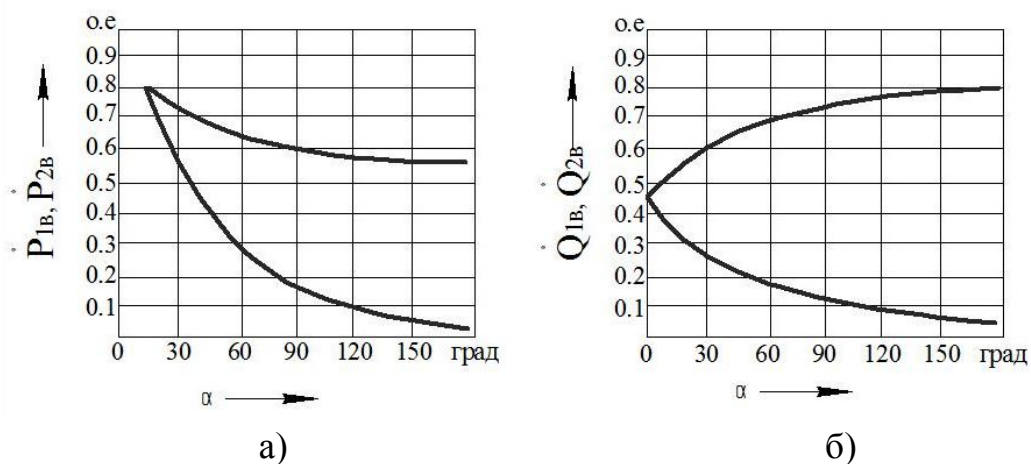


Рисунок 3.21 – Графічні залежності,  $P_1^* = \frac{P_1}{S_H} = f(\alpha)$ ;  $P_2^* = \frac{P_2}{S_H} = f(\alpha)$  (а)

$$Q_1^* = \frac{Q_1}{S_H} = f(\alpha); \quad Q_2^* = \frac{Q_2}{S_H} = f(\alpha) \quad (б)$$

#### 3.4.4 Робота електронних ключів у ланцюзі узгодженої обмотки

Аналогічно до попереднього, під час включення ключа  $K_2$  узгодженої обмотки (рис. 3.17) із кутом затримки  $\alpha$  ВДТ переходить із дросельного режиму в режим узгодженого включення. У зв'язку із зміною напрямку потоку взаємодукції змінюється напрям вектора напруженості електричного поля  $E$ , і, відповідно, вектора потоку електромагнітної енергії. Таким чином, у

дійсності спостерігається двунаправленість як реактивної, так і активної енергії — споживання її з мережі навантаження на інтервалах  $0 - \alpha$ ,  $\varphi_{1c} - \pi$ , і віддача на інтервалі  $\alpha - \varphi_{1c}$ . Вектор Пойнтинга в цих умовах має комплексний характер. До того ж його основна складова змінює свій знак у момент  $t = \alpha$  і  $t = \varphi_{1c}$ , а співвідношення між складовими потужності залежить від величини і характеру навантаження, а також кута керування  $\alpha$ . ЕРС  $e_{1c}$  набуває у цьому режимі синусоїдальної форми і знаходиться в протифазі з напругою мережі  $U_c$ , а ЕРС  $e_{1b}$  — у фазі. У результаті напруга на ключі  $K_2$ , що включається, дорівнює різниці напруги мережі  $U_c$  і ЕРС ВДТ  $e_{1c}$ , а на ключі  $K_1$  — їх сумі. ЕРС  $e_2$  вторинної обмотки  $W_2$  діє в цьому режимі згідно з напругою мережі  $U_c$ , збільшуючи напругу на навантаженні на величину  $e_{2c}$ . Умови успішного включення ВДТ у цьому режимі наявні в мить, коли напругу на ключі  $K_2$  і напруга мережі  $U_c$  мають однакову полярність. Струм  $I_{1c}$  в обмотці  $W_{1c}$  протікає під дією різниці напруги  $u_{1c} - e_{1c}$  за  $U_{1c} > e_{1c}$ , тому напрям струму  $I_{1c}$  співпадає з напрямом струму  $I_{2c}$ , збільшуючи значення струму  $I_c$ , споживаного ВДТ з мережі. Створена струмом  $I_{1c}$  МРС  $F_{1c} = I_{1c} W_{1c}$  діє зустрічно з МРС  $F_{2c} = I_{2c} W_2$ , оскільки є більше її на величину МРС холостого ходу  $F_{vc} = I_{01c} W_{1c}$  і такою, що чинить на неї розмагнічувальну дію. Отже трансформатор у цьому режимі працює на лінійній ділянці кривої намагнічення і ЕРС  $e_{1c}$  має синусоїдальну форму, залишаючись меншою напруги мережі  $U_c$  на величину  $I_{1c} Z_{1п}$ .

Із зміною кута регулювання ключів  $\alpha$  змінюється співвідношення тривалості дросельного і узгодженого режимів ВДТ на інтервалі напівперіоду і, відповідно, величина, характер і напрям передачі електричної потужності, модуль і фаза ЕРС і струмів в обмотках. У граничному випадку, коли  $\alpha = 0$  на інтервалі усього напівперіоду трансформатор працює в режимі узгодженого включення. При цьому ЕРС в обмотках мають синусоїдальну форму. ЕРС  $e_{1c}$  діє в протифазі з мережею  $U_c$ , а ЕРС  $e_{1c}$  і  $e_2$  — у фазі за  $u_c > e_{1c} > e_{2c}$ . Струми  $I_{1c}$ ,  $I_{2c}$ , створювана спільною дією напруга мережі  $U_c$  і ЕРС ВДТ  $e_{1c}$  і  $e_{2c}$  діють у фазі з  $U_c$ , тому, за  $\alpha = 0$  відбувається тільки передача електричної потужності  $S_1 = P_1 + jQ_1$  з живильної мережі в навантаження за вирахуванням втрат потужності в трансформаторі  $\Delta P_T$ .

Якщо  $\alpha = 180^\circ$ , трансформатор протягом усього напівперіоду працює в дросельному режимі. Процеси в трансформаторі в цих умовах описуються рівняннями холостого ходу, які знайшли відбиття в підрозділі 3.3.3. У разі зміни кута  $\alpha$  в діапазоні  $0 - 180^\circ$  стан магнітної системи ВДТ, модуль, фаза і гармонійний склад ЕРС і струмів в обмотках, а також величина, характер і напрям передачі потужності визначається співвідношенням тривалості дросельного і узгодженого режимів. Зокрема, на інтервалі  $0 - \alpha$  трансформатор

працює в дросельному режимі, за якого ЕРС  $e_1, e_2$  несинусоїдальні і зрушені на кут, близький до  $\pi/2$  по відношенню до  $U_c$ , а потужність, споживана вторинною обмоткою  $W_2$  з мережі навантаження, витрачається на намагнічення трансформатора. Передачі потужності в первинний ланцюг не відбувається, а спостерігається лише електромагнітне перетворення електричної енергії в трансформаторі, за якого частина споживаної енергії витрачається на нагрів обмоток і сталі магнітопроводу, а інша її частина перетворюється в магнітну енергію, запасену в сталі магнітопроводу.

На інтервалі  $\alpha - \varphi_{1c}$  трансформатор працює в режимі узгодженого включення, за якого ЕРС  $e_1, e_2$  набувають синусоїдальної форми, а ЕРС  $e_2$  стає у фазу з напругою мережі  $U_c$ , збільшуючи напругу на навантаженні  $U_n$  завдяки передачі додаткової кількості енергії з живильної мережі в навантаження. Із зміною кута  $\alpha$  змінюється співвідношення кількості енергії, що перетворюється в трансформаторі і кількості енергії, що передається в мережу (навантаження рис. 3.24). Таким чином, змінюються величина, характер і напрям передачі електричної енергії в трансформаторі, модуль і фаза ЕРС і струмів в обмотках. На рисунку 3.25 наведені криві ЕРС і струмів в обмотках, отримані розрахунком за (3.1) із використанням розроблених алгоритмів і програм розрахунку на ЕОМ значення ЕРС і струмів в обмотках ВДТ.

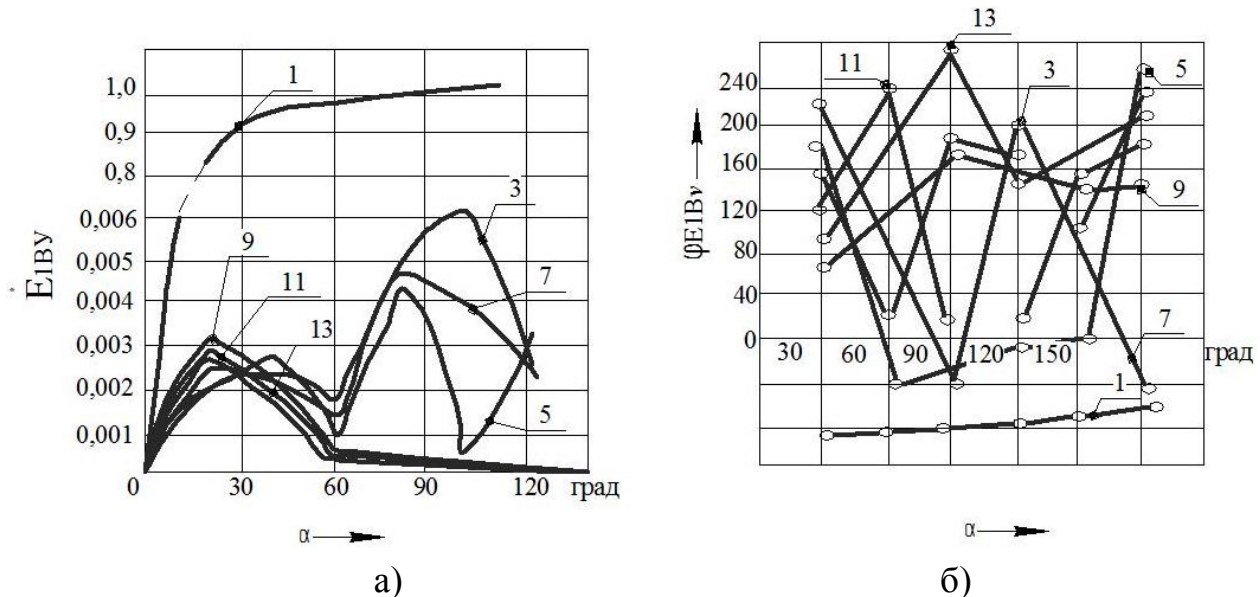


Рисунок 3.22 – Графічні залежності модулів  $E^*_{1BV} = E_{1BV}/U_{2ном}$  (а) і фаз  $\varphi_{EB}$  (б) гармонічних складових ЕРС  $E_{1B}$  від кута регулювання електронних елементів  $\alpha$  за  $U_1 = U_{1ном}$ ,  $U_2 = U_{2ном}$ ,  $\varphi_U = 80^\circ$ ,  $w_1/w_2 = 6, 1, 3, 5, 7 \dots$  — номери гармонік ЕРС

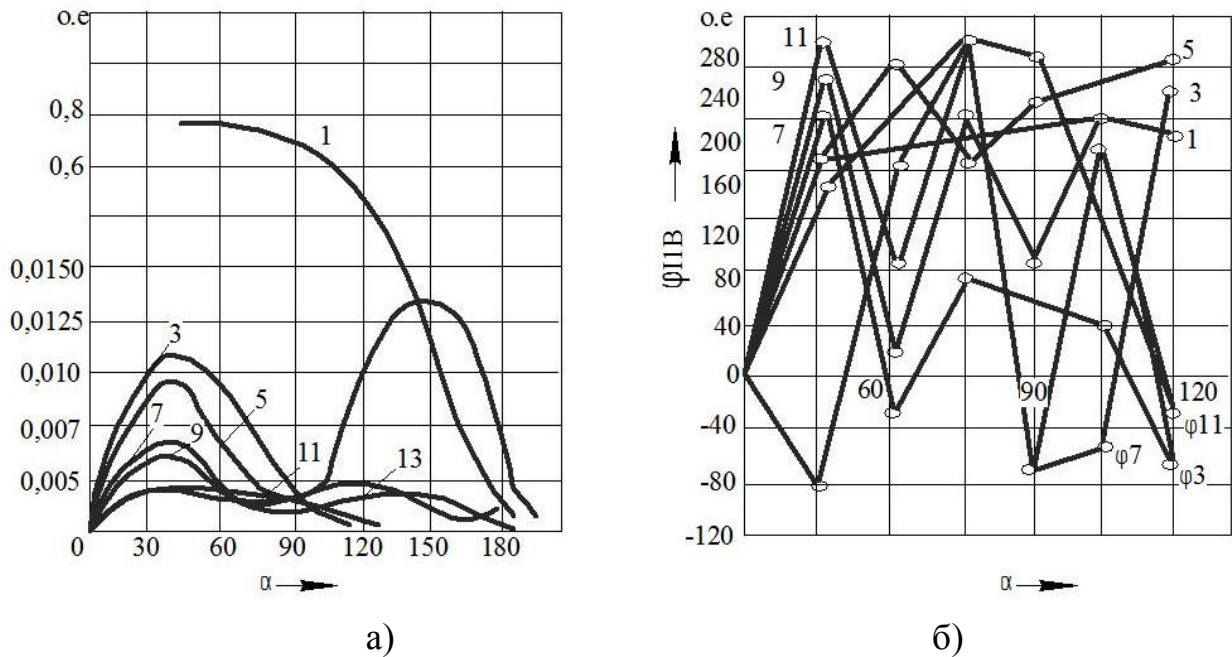


Рисунок 3.23 – Графічні залежності модулів  $I_{1BV}^* = I_{1BV}/I_{НОМ}$  (а) і фаз  $\phi_{1BV}$  (б) струму  $I_1$  від кута  $\alpha$  за  $U_1=U_{НОМ}$ ,  $U_2=U_{НОМ}$ ,  $\phi_U=180^\circ$ ,  $w_1/w_2=6$ , (1, 3, 5, 7 – номери гармонік)

### 3.4.5 Робота електронних ключів у ланцюзі короткозамкнутої обмотки

Під час увімкнення з кутом затримки  $\alpha$  електронного ключа  $K_3$  (рис. 3.17) у момент часу  $\omega t = \alpha$  обмотка  $W_{1c}$  замикається накоротко. Внаслідок чого на інтервалі  $\alpha - \pi$  струм  $I_{1kc}$ , що проходить по обмотці  $W_{1c}$ , створює МРС  $F_{1kc} = I_{1kc} W_{11c}$ , рівну за величиною МРС  $F_2 = I_2 W_2$  вторинної обмотки, і сумарна МРС  $F_0 = F_1 - F_2$  зменшиться практично до нуля. Відповідно, до близьких до нуля значень зменшиться і ЕРС в обмотках  $e_1$ ,  $e_2$ , а напруга на навантаженні  $U_H$  стає практично рівною напрузі мережі  $U_c$ . Оскільки напруга на електронних ключах  $K_3$ ,  $K_4$  рівні ЕРС узгодженої і зустрічної обмоток, зрушених на кут, близький до  $\pi/2$  відносно напруги мережі  $U_c$ , струми  $I_{1kc}$  і  $I_{1kb}$  проходять через нульове значення одночасно з відповідною ЕРС  $e_{1kc}$  або  $e_{1kb}$ . Це набагато раніше, ніж його проходить напруга мережі  $U_c$ , тому значну частину часу трансформатор працює в дросельному режимі, споживаючи з мережі значну кількість реактивної потужності і викликаючи перенапруження на затискачах обмоток і електронних ключів.

Аналогічний характер мають процеси у ВДТ у разі закорочення зустрічної або вторинної обмоток. При цьому криві ЕРС і струмів у зустрічній обмотці є дзеркальним відображенням кривих в обмотці узгодженого включення, а криві ЕРС у вторинній обмотці аналогічні кривим ЕРС в обмотці узгодженого включення. Оскільки напруга на ключах  $K_1$ ,  $K_2$  у режимі

короткого замикання дорівнює ЕРС  $e_{1кв}$ ,  $e_{1кв}$ , відповідно, то криві ЕРС на затискачах обмотки повторюють криві на електронних ключах.

Із зміною кута  $\alpha$  змінюється кількість споживаної трансформатором реактивної потужності, модуль, фаза і гармонійний склад ЕРС на затискачах вторинної обмотки, модуль, фаза і гармонійний склад напруги, струму на навантаженні та електронних ключах (рис 3.26). За малих кутів увімкнення ключів  $\alpha$  унаслідок комутації ЕРС великої величини погіршуються умови роботи електронних ключів, обумовлені роботою при великому значенні  $du/dt$ . Останнє значною мірою знижує надійність роботи ВДТ у зв'язку з можливістю їх мимовільного включення по  $du/dt$ . На рисунку 3.27 наведені графічні залежності  $P_2=f(\alpha)$ ,  $Q_2=f(\alpha)$ , отримані розрахунком за (3.1).

Якщо закорочення узгодженої обмотки  $W_{1c}$  (включення ключа  $K_3$ ) здійснювати при включеному ключі  $K_1$  зустрічної обмотки  $W_{1b}$ , то у зв'язку із зменшенням ЕРС  $e_{1b}$  за  $e_{1b} \leq U_c$  напруга на ключі  $K_1$  зменшиться до нуля і електронний ключ  $K_1$  мимоволі відключиться під дією назад прикладеної напруги, створивши умови для роботи ВДТ у режимі короткого замикання по обмотці  $W_{1c}$ .

Увімкнення ключів  $K_3$  або  $K_2$  при включеному ключі  $K_1$  призводить до різкого зменшення ЕРС  $e_2$ , унаслідок чого напруга на ключі  $K_1$  зменшується до нуля, змінює полярність і швидко наростає в першому випадку до величини  $U_c$ , у другому — до  $2U_c$ . У разі використання зустрічно-паралельно сполучених керованих вентиляльних елементів це може спричинити відключення одного з вентилів, що працюють в парі, і включенню по  $du/dt$  зустрічного вентиля. Включення ключа  $K_1$  при відкритому ключі  $K_2$  або  $K_3$  призводить до аварійного короткого замикання в ланцюзі первинних обмоток, оскільки в першому випадку замикання відбувається при повному збудженні ВДТ, а в другому — створювана обмоткою  $W_{1b}$  МРС  $F_{1b} = I_{1b} W_{1b}$  діє згідно з МРС  $F_{1c} = I_{1c} W_{1c}$  чинить підмагнічувальну дію. Струм через ключ  $K_3$  у режимі короткого замикання під дією індуктивності обмотки досягає нульового значення з деяким запізнюванням після проходження напруги через нуль. Час запізнювання визначається індуктивністю розсіювання обмотки, а також величиною напруги  $U_c$  і, крім того, значенням кута управління  $\alpha$ , що визначає міру насичення магнітної системи і значення взаємної індуктивності обмоток  $L_m$ . Ці явища необхідно враховувати під час розроблення методологічних принципів побудови системи керування ВДТ.

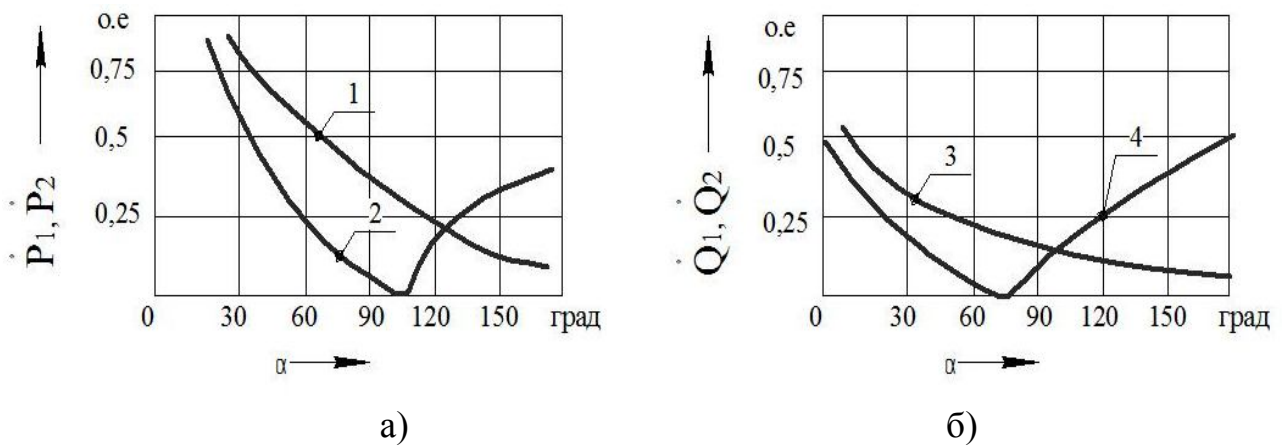


Рисунок 3.24 – Графічні залежності,  $P_1^* = \frac{P_1}{S_H} = f(\alpha)$ ;  $P_2^* = \frac{P_2}{S_H} = f(\alpha)$  (а);  
 $Q_2^* = \frac{Q_2}{S_H} = f(\alpha)$  (б) у режимі узгодженого включення: 1 –  $P_1^* = f(\alpha)$ ; 2 –  $P_2^* = f(\alpha)$ ;  
 3 –  $Q_1^* = f(\alpha)$ ; 4 –  $Q_2^* = f(\alpha)$

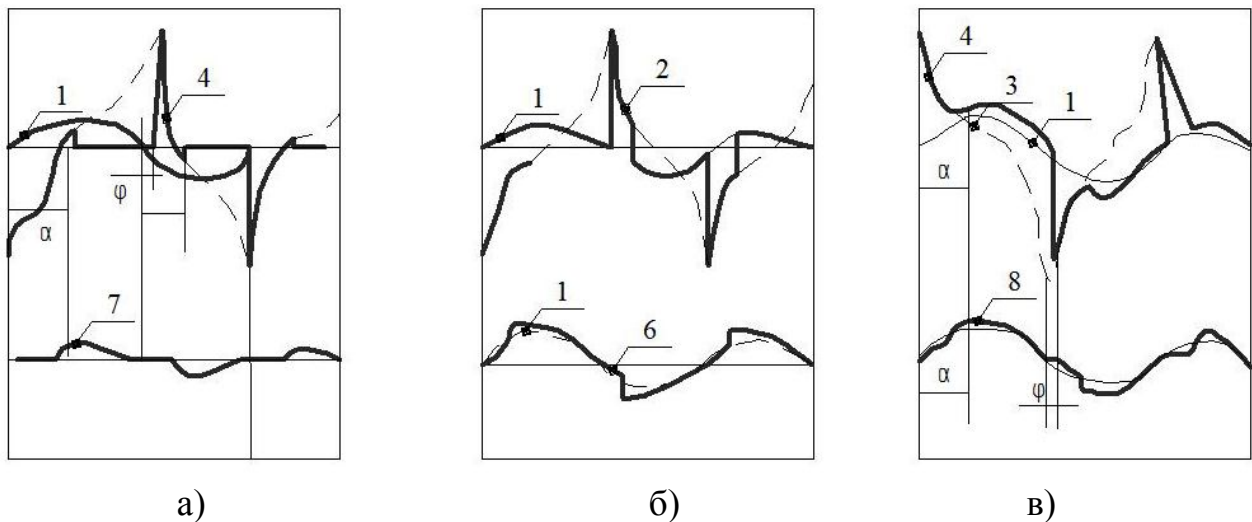
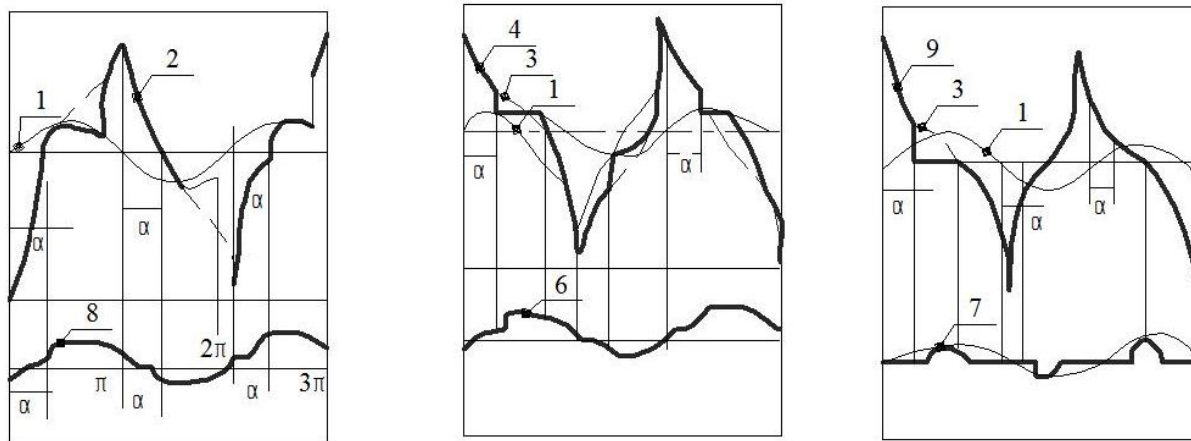


Рисунок 3.25 – Криві ЕРС і струмів на елементах ВДТ у режимі узгодженого включення: а – на ключі узгодженої обмотки; б – на затискачах узгодженої обмотки; в – на ключі зустрічної обмотки; 1 – напруга мережі  $U_c$ ; 2 – ЕРС узгодженої обмотки  $e_{1c}$ ; 3 – ЕРС зустрічної обмотки  $e_{1b}$ ; 4 – напруга на ключі  $K_B$  зустрічної обмотки; 5 – напруга на ключі  $K_C$  узгодженої обмотки; 6 – напруга на навантаженні  $U_H$ ; 7 – струм  $i_{1c}$  через ключ узгодженої обмотки  $K_C$ ; 8 – струм мережі  $i_c$



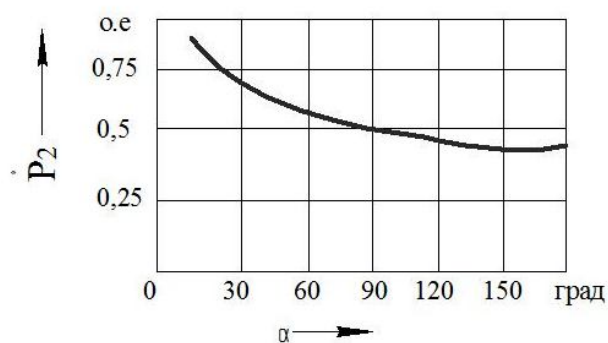


а)

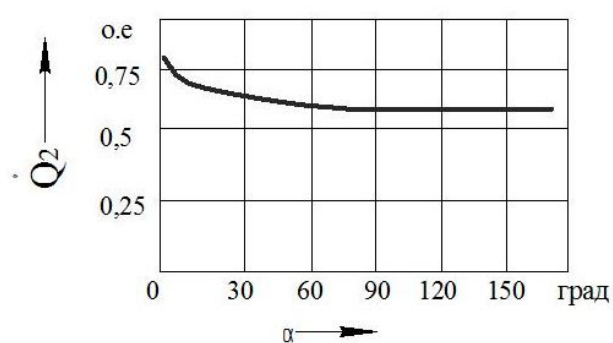
б)

в)

Рисунок 3.26 – Криві ЕРС і струмів на елементах ВДТ під час короткого замикання зустрічної обмотки: а – на ключі узгодженої обмотки; б – на коротко-замкнутому ключі; в – на ключі зустрічної обмотки; 1 – напруга мережі  $U_c$ ; 2 – ЕРС узгодженої обмотки  $e_{ic}$ ; 3 – ЕРС зустрічної обмотки  $e_{ib}$ ; 4 – напруга на ключі  $K_C$ ; 5 – напруга на ключі  $K_B$ ; 6 – напруга на навантаженні; 7 – струм скрізь ключ  $K_K$ ; 8 – струм мережі; 9 – напруга на ключі  $K_K$



а)



б)

Рисунок 3.27 – Графічні залежності  $P_2^* = \frac{P_2}{S_H}$  (а);  $Q_2^* = \frac{Q_2}{S_H}$  (б) у режимі короткого замикання

## 4 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ З ВДТ

### 4.1 Характеристика режимів мереж із ВДТ

Режими РМ міст характеризуються структурою і параметрами СЕП в кожен момент часу. Визначення параметрів режиму РМ у цілому становить достатньо складне і трудомістке завдання, пов'язане з необхідністю багатократного розв'язання систем нелінійних рівнянь алгебри високого порядку, що описують сталі процеси в СЕП

$$\sum_{j=1}^m \dot{Y}_{ij} U_j = \frac{\dot{S}_i}{U_i} \pm \frac{\dot{S}_{0i}}{U_{0i}}, \quad \forall i = \overline{1, m}, \quad (4.1)$$

де  $m$  — кількість вузлів навантажень СЕП;  $\dot{Y}_{ij}$  — елемент матриці власної і взаємної провідності вузлів;  $\dot{S}_i$  — вузлова повна потужність;  $\dot{S}_{0i}$  — вектор напруги у вузлі  $j$ ;  $U_i$  — значення обмінної потужності й напруги в  $i$ -му вузлі.

Крім того, необхідно забезпечити виконання обмежень по активній і реактивній потужностям  $P_i$ ,  $Q_i$ , напрузі у вузлах, струмі й потужності, що протікають по лініях  $I_i$ ,  $P_i$  шляхом завдання нерівностей виду:

$$\begin{aligned} P_{i\min} &\leq P_i \leq P_{i\max}; & I_i &\leq I_{i\text{доп}}; \\ Q_{i\min} &\leq Q_i \leq Q_{i\max}; & P_i &\leq P_{i\text{доп}}; \\ U_{j\min} &\leq U_j \leq U_{j\max}. \end{aligned} \quad (4.2)$$

Рішення (4.1) у загальному вигляді викликає значні труднощі обчислювального характеру, пов'язані з пошуком за обмежений час на широкій безлічі допустимих рішень. Отже розрахунок режимів РМ міст здійснюється по частинах і у декілька етапів шляхом рішення (4.1), у ході перспективного, річного або короткострокового планування, яке зараховують до циклів керування з великим періодом звернення інформації [5].

Розрахунок режимів СЕП міст для циклів управління з малим періодом звернення інформації, з якими працюють гнучкі системи з ВДТ, не знайшли свого відбиття у відомій літературі. Важливою особливістю таких систем є висока швидкість протікання процесів у них, не однакова для різних рівнів. Це вимагає обліку нестационарної процесів на інтервалі повторюваності для кожного з рівнів СЕП окремо. Зважаючи на це, розрахунок параметрів режиму РМ міст із ВДТ має здійснюватися комплексно, тобто для усієї СЕП одночасно за усіма параметрами і ділянками стаціонарності. Проте програми таких розрахунків вимагають великих витрат машинного часу. У зв'язку з великою кількістю вузлів навантажень РМ, десятків, що досягають у низці випадків і сотень тисяч, а також обмеженими можливостями інформаційно-виміральної



й обчислювальної техніки, на сьогодні вказане завдання загалом не може бути вирішене. Одним із шляхів вирішення є застосування системного підходу у поєднанні з обліком нестаціонарної та імовірнісного характеру зміни параметрів режиму. Це дає можливість здійснити просторово-часову розв'язку процесів у СЕП без втрати їх цілісності.

У межах цієї роботи здійснені дослідження режимів рс міст з урахуванням їхніх системних властивостей, нестаціонарної та імовірнісного характеру зміни параметрів. Розроблення основних положень методу здійснювалася переважно в 1990—2000 рр. у складі досліджень кафедри "Систем електропостачання та електроспоживання міст" Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова. Формування методології досліджень виконувалося на основі загальної теорії великих систем і систем енергетики, опублікованої у вітчизняній і зарубіжній літературі [2, 3, 21, 23, 24, 93]. У [2, 3] знайшло відбиття практичне застосування окремих положень системного методу до СЕП міст. у роботах [7, 27, 34, 75] наведені результати досліджень, виконаних за участю авторів.

#### 4.2 Вибір і обґрунтування структурної схеми моделі

Раніше встановлено, що СЕП міст є технічно складними системами з множиною взаємозв'язаних і взаємодійних елементів. Зважаючи на це, вони повинні розглядатися не як сукупність електричних ланцюгів з певним значенням параметрів, а як співтовариство слабкозв'язаних і взаємодійних виробів, показників, що подаються системою, із дотриманням ієрархії і збереженням принципу цілісності.

Практична счетність елементів СЕП міст, їх невичерпність углиб і вшир обумовлюють необхідність їх системного опису, що спирається на ієрархічну систему показників. На етапі проектування СЕП розглянута система показників є прогнозованою, а в умовах експлуатації — одна з можливих реалізацій з безлічі можливих значень. Як основні параметри режиму сєс міст розглядаються величина і коефіцієнт потужності, значення напруги і струмів на елементах мережі. Їх оцінка може бути зведена до визначення значення втрат напруги і потужності на елементах мережі.

Відповідно до викладеного, у дійсній цій роботі СЕП міста представлена багатовимірним простором основних показників

$$S = (\cos \varphi \cdot K_{KU} \cdot K_{2U} \cdot K_{0U} \cdot K_{U(n)} \cdot \delta U_y \cdot \delta U_t). \quad (4.3)$$

Запис (4.3) у матричній формі  $\{S\}$  у поєднанні із застосуванням логічних методів і експертних систем дозволяє давати порівняльну оцінку різним

варіантам СЕП. При цьому сукупності електричних показників СЕП перегруповуються у відповідні матриці витрат ЕЕ  $\{A\}$ , вартості устаткування  $\{S_0\}$ , вартості втрат ЕЕ  $\{S(P)\}$ , втрат від низької надійності  $\{U_H\}$  і КЕ  $\{U_{KE}\}$ , що становлять інформаційний базис СЕП  $W_6$ , тобто

$$W_6 = \{A\} \cdot \{S_0\} \cdot \{S_{AP}\} \cdot \{U_{KE}\} \cdot \{U_H\} \quad (4.4)$$

З метою зниження складності моделей під час дослідження режимів СЕП міст застосовано їх агрегатування. У цих умовах елементи системи як агрегати представлені формальним простором

$$S_i = \{T_i, X_i, \Gamma_i, Y_i, Z_i, G_i, B_i\}, \quad (4.5)$$

де  $T_i$  — безліч певних моментів часу  $t_i$  ( $T_i$ )  $i$ -ої підсистеми;  $x_i$  ( $X_i$ ) — вхідний,  $y_i$  ( $Y_i$ ) — вихідний і  $g_i(T_i)$  — керівник сигнали  $i$ -ої підсистеми;  $z_i$  ( $Z_i$ ) — їхні стани;  $H_i$  і  $G_i$  — оператори переходів і виходів, що реалізують функції  $z_i(t)$ ,  $g_i(t)$ ;  $i(B_i)$  — простір параметрів агрегату. За таких умов агрегація СЕП є, по суті, поданням її у вигляді «сірого ящика», а рух у часі — його «посветление». В цьому випадку енергетичні показники СЕП на певному її рівні  $P=y(t)$  при заданих технологічних обмеженнях  $M=x(t)$ , визначаються шляхом вибору з безлічі показників  $W_6$  безлічі  $\{P\}$  відповідних безлічі  $\{M\}$  і часу  $t$ .

Численні розрахунки параметрів режиму СЕП із застосуванням розглянутих основних положень дозволили виявити низку нових властивостей. Головним результатом застосування такого підходу є виявлення широкого класу явищ, для яких практично відсутнє математичне очікування, а дисперсія прагне до нескінченності. У цьому випадку не можна говорити про середні величини (середній витраті ЕЕ; середній вартості устаткування, кабельній продукції тощо). Прояв подібних властивостей характерний для вищих рівнів СЕП, тому під час розгляду СЕП на цих рівнях необхідно зважати на таке:

1. СЕП міст є цілими, такими, що має кількісні характеристики  $W(M)$ , які не зводяться до підсумовування елементів і їхніх властивостей  $U(W)$ .
2. СЕП міст описується ієрархічною системою показників, необхідних і достатніх для ухвалення рішення в умовах неповноти інформації і дефіциту часу.
3. Процес ухвалення рішення не піддається формалізації і воно повинне прийматися в експертному режимі.

У разі застосування подібного підходу на перший план виходить система показників, з яких виділяється певна кількість ознак, кожна з яких є точкою, а їх сукупність — область у просторі. Критерій оцінювання вибору рішення зміщується при цьому від вибору аналога об'єкта до вибору його показників, визначуваних ієрархією цілей.

Для нижніх рівнів характерна значна передбачуваність поведінки її елементів і для їх опису застосовні закони класичної електротехніки (Максвела, Ома, Кирхгофа та ін.), а для верхніх, які характеризуються слабкою передбачуваністю поведінки, це закони теорії вірогідності й математичної статистики.

#### 4.3 Функціонально-орієнтована декомпозиція СЕП міста

Складність СЕП міст робить необхідною її структуризацію з подальшим розчленовуванням уявлень на ієрархічні рівні та аспекти. Структуризація СЕП може бути виконана за низкою ознак: конструктивному виконанню, функціональному призначенню, територіальному розташуванню, номінальній напрузі тощо. Вибір критерію структуризації визначається характером вирішуваних завдань. Зважаючи на те, що основною метою функціонування СЕП міст є надійне й економічне постачання населення ЕЕ, найбільш суттєвою ознакою, що забезпечує можливість однозначного виділення з її складу рівнів і аспектів, є функціональна ознака. Її застосування створює умови для комплексного дослідження СЕП міста від джерела живлення до електроприймача з урахуванням єдності процесів виробництва, передачі, розподілу, а також перетворення параметрів і виду ЕЕ.

Відповідно до викладеного в СЕП міста виділено п'ять рівнів [7]: живильні мережі вищої напруги (ЖМ ВН), живильні мережі середньої напруги (ЖМ СН), розподільні мережі середньої (РМ СН) і низької (РМ НН) напруги, а також групові розподільні мережі низької напруги (ГРМ НН). Кожен із розглянутих рівнів характеризується сукупністю властивих тільки йому властивостей, а разом вони мають такі властивості, яких не має жоден з рівнів окремо. Концентрованим вираженням вказаних вище властивостей стосовно характеру певного завдання є величина дисперсії фазної напруги, яка і прийнята як критерій виділення  $i$ -го ієрархічного рівня СЕП міст.

На рисунку 4.1. наведена ієрархічна багаторівнева структура СЕП міста, відповідна розглянутим основним уявленням, а також дані, що характеризують кожен з її рівнів [7]. На п'ятому рівні (5 Р) СЕП подана сукупністю джерел живлення, пов'язаних живильними лініями 110 (220) кВ, що виконують функції збірних шин вищої напруги та розділяють ЕЕ між районами міста. Особливість 5Р СЕП полягає в наявності найбільш достовірних даних про режими роботи (модулі й фази напруги і струмів на елементах мережі), з одного боку, а також низькій точності відомих класичних методів їхнього розрахунку, викликаний високим рівнем невизначеності — із другого. Як правило, системи верхнього рівня відрізняються наявністю великої кількості внутрішніх (з підсистемами та

їхніми елементами) і зовнішніх (з іншими системами) зв'язків. Вища напруга районних понижувальних підстанцій, використовуваних як джерела живлення СЕП, визначається потужністю споживачів міста та їхньою віддаленістю від джерел живлення. На більшій частині території України і держав СНД це напруга 110 або 35 кВ. У багатьох містах Росії успішно розвивається система напруги 330 і 220 кВ.

Елементами четвертого рівня СЕП (4 Р) є живильні лінії (ПЛ) і розподільні підстанції (РП) середньої напруги, що здійснюють функції розподілу ЕЕ між окремими групами однорідних споживачів району міста без перетворення її параметрів і виду. РП отримують живлення від елементів 5 Р (ЦП або ТЕЦ) на напрузі 6-10 кВ і виконують функції розподілу ЕЕ між ТП (елементи 3 Р) і окремими електроприймачами ВН (електричні двигуни насосних і компресорних станцій, перетворювальні установки ГЕТ, частину промислових підприємств, громадських і комунально-побутових споживачів). В окремих випадках функції РП можуть виконуватися РУ НН ПГВ. Іноді РП поєднуються з ТП для можливості живлення довколишніх споживачів 2-3 Р. Це знайшло своє відображення у відмінності шляхів протікання ЕЕ для різних споживачів 2-3 Р.

Елементи третього рівня (3 Р) виконують функції перетворення ЕЕ на напрузі 6-10 кВ у напругу 380/220 В і розподілу її між окремими споживачами. До електричних мереж 380/220 В приєднується основна маса споживачів міст, які можуть бути подані у цьому випадку увідно-розподільними пристроями (БРЕШУ), від яких отримують живлення конкретні електроприймачі або їх групи, що є елементами другого рівня. У разі живлення неоднорідних електроприймачів уводиться додатковий елемент — групові розподільні мережі (ГРМ), що здійснюють функції прийому і розподілу ЕЕ між групами однорідних електроприймачів, що є елементами першого рівня (1 Р). Електроприймачі є елементами нульового рівня (0 Р).

Кількість елементів 5 Р знаходиться в діапазоні від 1—101 до 1—102 шт. Кількість елементів наступних рівнів змінюється від рівня до рівня приблизно на порядок (див. рис. 4.1).

Застосування розроблених принципів дозволяє здійснити розподілення уявлень СЕП на частини з можливістю багат шарової оптимізації її режимів за умови підпорядкованості цілей елементів нижнього рівня цілям елементів вищого рівня і підпорядкування їх усіх глобальній меті функціонування СЕП. Базовими елементами ієрархічної структури СЕП міста є трансформатори, електричні апарати, лінії, окремі щити й різного роду електроприймачі. При цьому функціональний аспект декомпозиції відбиває основні принципи функціонування, особливостей протікання енергетичних та інформаційних

процесів.

Застосування розглянутих основних положень дозволяє розглядати СЕП міста як складну технічну систему кібернетичного типу. Межа розподілу СЕП міст і системи міського господарства проходить на рівні електроприймачів, що здійснюють перетворення ЕЕ в інші її види: механічну, світлову, теплову, хімічну тощо. Для системи міського господарства СЕП може розглядатися як постачальник ЕЕ — одного з видів сировини, яка використовується населенням для задоволення потреби у світлі, теплі тощо. Отже, для споживачів СЕП міст істотно важливими є питання якості ЕЕ, від якої значною мірою залежить ефективність технологічного процесу, рівень електроспоживання, термін служби енергетичного і технологічного устаткування.

Межа розподілу СЕП міста й енергетичних систем знаходиться на рівні живильних мереж вищої напруги. Для СЕП міст енергетична система виступає одним із продавців ЕЕ. У цьому випадку інтереси енергосистем не завжди співпадають, а іноді і суперечать інтересам СЕП та її споживачів. Прагнення забезпечити стійкість енергосистем, а також зменшити витрати на виробництво ЕЕ за відсутності матеріальної зацікавленості в підвищенні ефективності й якості електропостачання споживачів, унеможливають несанкціоноване зниження надійності й якості електропостачання споживачів. Завдяки єдності процесів виробництва, передачі, розподілу, а також перетворенню параметрів і виду ЕЕ, викликаних швидким протіканням електромеханічних процесів, зміна параметрів режиму в одній точці мережі незмінно супроводжується зміною параметрів режиму в усій мережі від джерела живлення до електроприймача. Це є додатковим обґрунтуванням необхідності застосування комплексного підходу для дослідження режимів роботи СЕП міст, що дозволяє врахувати інтереси всіх учасників технологічного процесу й оптимізувати режими роботи СЕП міста в цілому.

#### 4.4 Моделювання функціонально-структурних відношень

Прийняті в роботі методологічні принципи розрахунку параметрів режиму РМ міст базуються на структурному синтезі принципової схеми СЕП і моделюванні її функціонально-структурних відношень між елементами шляхом застосування системних принципів і теоретико-множинного підходу. Тим самим забезпечується ієрархічна структура моделі, зв'язок функцій і параметрів окремих елементів СЕП (ліній, трансформаторів, компенсувальних і регулювальних пристроїв) із режимами роботи, а також досягається однотипність опису режимів на різних рівнях СЕП.

Концептуально розрахункова модель режимів СЕП припускає, що кожен

із рівнів СЕП розглядається як узагальнений під час виконання різного виду розрахункових операцій. Отже структура СЕП, структура розрахункових модулів і бази даних СЕП мають відповідати умовам взаємної відповідності. У цих умовах розроблення єдиної розрахункової моделі СЕП міста, придатної для дослідження режимів роботи в усьому різноманітті її схем і режимів роботи вимагає вирішення таких основних завдань:

- (розроблення принципів і методики декомпозиції математичної моделі СЕП на комбіновані моделі, що забезпечують можливість їхнього багатократного використання під час виконання різного виду процедур;

- (розроблення типових розрахункових операцій на базі типових структур даних.

Розглянутий підхід створює умови для застосування модульного принципу моделювання режимів роботи СЕП міст.

Необхідність комплексної оптимізації режимів СЕП міст викликана єдністю процесів виробництва, передачі й розподілу, а також перетворення параметрів і виду енергії, зумовили значну складність математичних моделей СЕП. Висока розмірність завдання у поєднанні з нелінійними обмеженнями, а також нелінійністю цільової функції і дискретністю початкових параметрів має значні обчислювальні труднощі. Навіть сучасний рівень розвитку математики й обчислювальної техніки не дозволяє створити єдину математичну модель, яка б охоплювала усю СЕП від джерела живлення до електроприймача. Крім того, характерною особливістю СЕП міст є вплив на параметри режиму великої кількості вхідних і вихідних параметрів, викликаних високим рівнем технічної складності СЕП, а також наявністю великої кількості зовнішніх зв'язків (погодно-кліматичних, соціальних, економічних, політичних та ін.). Цією обставиною обумовлюється необхідність застосування математичного апарату теорії великих кількостей [83]. Проте через суперечність низки вимог до математичного опису, формалізація процесів у СЕП міст є доволі складним і трудомістким завданням. З одного боку, воно має бути повним і відбивати роботу СЕП в її деталях, а з іншого простим і зручним для роботи. Компроміс між повнотою і простотою опису режимів роботи СЕП у цій роботі досягнутий її ієрархічним (багаторівневим) уявленням. Із цією метою режими роботи СЕП описуються сімейством математичних моделей у формі «вхід-вихід» у поєднанні з їхнього стратифікацією і застосуванням математичного апарату теорії великих кількостей [89]. Відповідно до цього СЕП міста подана як функціонально складна система  $S$ , що є відображенням абстрактної безлічі входів  $X$  і виходів (рис. 4.2.):

$$S: X \rightarrow Y. \quad (4.6)$$

Кількість моделей визначається числом математичних страт, отриманих в

результаті вертикальної декомпозиції СЕП. При цьому для кожної з пар «вхід-вихід» може бути записаний

$$X = \{x_i\} = (x_1, x_2, \dots, x_n) \in X, \quad i = \overline{1, n}, \quad (4.7)$$

$$Y = \{y_i\} = (y_1, y_2, \dots, y_m) \in Y, \quad i = \overline{1, m}. \quad (4.8)$$

Кожна пара «вхід-вихід»  $x(X)$ ,  $y(Y)$  належить певній математичній страті  $S_j(j(1))$ , яку можна подати як відображення залежно від положення страти в ієрархічній системі

$$\begin{aligned} S_j : X_j \times Z_j &\rightarrow X_j, & j = m, \\ S_j : X_j \times U_j \times Z_j &\rightarrow Y_j, & 1 \leq j \leq m, \\ S_j : X_j \times U_j &\rightarrow Y_j, & j = 1. \end{aligned} \quad (4.9)$$

Їх взаємодія здійснюється за допомогою функції зв'язку

$$\begin{aligned} H_j : Y_j &\rightarrow Z_{j+1}, & 1 \leq j \leq m, \\ G_j : Y_j &\rightarrow Z_{j-1}, & 1 \leq j \leq m. \end{aligned} \quad (4.10)$$

При цьому кожному  $x_i$ , відповідає єдине  $y_i$ . Вибір вираження, що визначає міру математичної абстракції зв'язку між  $X$  і  $Y$ , визначається рівнем СЕП. На нижніх рівнях — це диференціальні рівняння енергетичного перетворення ЕЕ в електроприймачах, на верхніх — рівняння балансу потужності. Як вхідні параметри на верхніх рівнях СЕП виступає паливо або ЕЕ, що отримують для живлення електричних станцій і підстанцій. Вихідними параметрами СЕП є ЕЕ та її інші види, що отримують в результаті її виробництва, передачі і розподілу.

Загальне уявлення про СЕП деталізується, рухаючись вниз за ієрархією. При цьому опис СЕП поглиблюється під час руху від однієї страти до іншої. Звернення до нижньої страти дає детальну картину динаміки конкретного технологічного процесу. І навпаки, звернення до верхньої страти дає уявлення про систему в цілому. Таким чином, рух вгору за ієрархією дозволяє розширити опис СЕП, уявити її в загальнішому вигляді. У той же час, міра деталізації СЕП скорочується у міру переходу до моделей верхніх рівнів.

Сімейство  $S_j$  утворює взаємозв'язану систему:

$$\left. \begin{aligned} y_m &= S_m(x_m, H_{m-1}(y_{m-1})) \\ y_j &= S_j(x_j, H_{j-1}(y_{j-1}), C_{j+1}(y_{j+1})) \\ y_1 &= S_1(x_m, G_2(y_2)) \end{aligned} \right\} \quad (4.11)$$

де — безліч вхідних параметрів належних  $j$ -ій страті; — безліч вихідних

параметрів  $j$ -ої страти; — безліч клерувальних та інформаційних сигналів  $j$ -ої страти; — безліч вхідних, вихідних клерувальних та інформаційних стиків, що примикають до страт  $S_j - i, S_{j+1}; H_j, C_j$  — інформаційна і клерувальна функція  $j$ -ої страти.

Для скорочення обсягу інформації, що йде згори між підсистемами здійснено об'єднання суміжних математичних страт в одну (агрегація). Для зменшення потоку інформації що йде знизу здійснена агрегація змінних у межах підсистеми одного рівня (ТП, РП, ІП, БРЕШУ, ЩСУ). Використання принципу агрегації на рівні технологічного процесу дозволило об'єднати математичні моделі окремих елементів СЕП (ліній, трансформаторів, конденсаторів, розподільних пристроїв тощо) у моделі (ТП, РП, ІП тощо), що укрупнювали.

За такого визначення завдання кожному  $x_i (X)$  відповідає єдина  $y (Y)$ . У цілому (4.11) відбиває зв'язок між  $X$  і  $Y$  і в загальному вигляді є її математичною абстракцією. З метою усунення уявної некоректності стосовно СЕП міст застосована теоретико-множинна інтерпретація, описи в якій замість невизначених елементів безлічі  $X$  і  $Y$ , що розрізняються тільки за «входом» і «виходом», використані конкретні величини, що характеризують параметри технологічного процесу передачі і розподілу електричної енергії (величини струмів і напруги на елементах СЕП, а також кутів зрушення між ними).

#### 4.5 Моделювання режимів роботи СЕП

Для СЕП міста як динамічної системи, що розвивається, є носієм процесу, функціонування розглядається як послідовність її станів у часі. Воно характеризується сукупністю параметрів режиму, що є реакцією СЕП на зовнішні дії. При цьому потік ЕЕ, що надходить від джерела живлення до навантаження в загальному вигляді описується вектором величин [92]:

$$\vec{P}_e = P_e(m, f, U, I, \varphi, \theta), \quad (4.12)$$

де  $m$  — число фаз мережі;  $f$  — частота;  $U$  — напруга;  $I$  — струм; — кут зрушення фаз між напругою і струмом; — початковий кут.

Під час моделювання режимів роботи СЕП, враховуючи первинне значення аспекту схемотехніки, як основна розглядалося завдання опису зв'язків типу структура-функція. Облік технологічного і економічного аспектів функціонування СЕП досягнутий завдяки зміні способу агрегації її елементів. Відповідно до викладеного, модель СЕП міст, що характеризує її стан, подана у вигляді набору кінцевих автоматів [92]



$$M_C = (X, Y, Q, r, S), \quad (4.13)$$

що відрізняються характером енергетичного перетворення в них, яке визначається безліччю вхідних і вихідних величин, безліччю станів, а також особливостями перехідної і вихідної функцій.

Опис енергетичних процесів у СЕП здійснений за допомогою енергетичної підмоделі, що базується на структурі СЕП

$$M_e = (X_e, Y_e, Q_e, r_e, S_e). \quad (4.14)$$

Для опису процесів управління використана інформаційна підмодель

$$M_i = (X_i, Y_i, Q_i, r_i, S_i), \quad (4.15)$$

що характеризує структуру процесів у СЕП.

Для характеристики сполучення підмоделей використані співвідношення

$$Y_{ci} = X_{ie}; X_{ci} = Y_{ie}. \quad (4.16)$$

Наведена схема стану ділянки мережі СЕП району міста. Тут: C1, C2 — функціональні модулі енергетичних систем EC1 і EC2; (P1 — P14) — модулі, що здійснюють функції розподілу EE; (B1—B54) — комутаційні модулі; П1 — перетворювальний модуль; T1 — T2 — транспортні модулі; (M1 — M8) — багатофункційні модулі; (ЕП11—ЕП21) - електроприймачі.

Оцінювання стану схеми здійснено на підставі інформації про стан її функціональних і комутаційних модулів, а також про параметри потоку енергії в них. Із цією метою здійснений перехід від функціональної схеми до графа станів, у якому значення  $Z1i$ ,  $Z2i$ ,  $Z14i$ , параметри режиму схеми, що описують, подані залежними від стану комутаційних і функціональних елементів. Схемі відповідає граф станів кінцевого автомату. Його вершинам відповідають стани функціональних модулів, а дугам — комутаційних. При цьому застосування понять алгебрийної логіки дозволяє формалізувати процес моделювання структури мережі за допомогою побудови таблиць автоматів. Наведений приклад запису структури СЕП п'ятого рівня залежно від стану комутаційних елементів B6, B9, B12. При цьому у разі детермінованого опису процесів наявності зв'язків (дуг) між елементами відповідає стан  $S_i = 1$ , а її відсутності —  $S_i = 0$ . Під час обліку імовірнісних характеристик процесів замість 1 ставлять його математичні очікування. Аналогічно будують таблиці зміни структури для інших поєднань схеми і стану її елементів.

У наслідок застосування функційно-орієнтованого підходу відкривається можливість однотипного моделювання режимів роботи СЕП міст. При цьому виділення з безлічі вхідних і вихідних величин енергетичних і інформаційних складових дозволяє записати перехідні і вихідні функції автоматів у вигляді:

$$\begin{aligned}
r_{ee} : Q_e \times X_{ee} &\rightarrow Q_e; & S_{ee}'' : Q_e \times X_{ee} &\rightarrow Y_{ci}; \\
r_{ei} : Q_e \times X_{ei} &\rightarrow Q_e; & S_{ei} : Q_e \times X_{ei} &\rightarrow Y_e; \\
S_{ee} : Q_e \times X_{ee} &\rightarrow Y_e; & S'_{ei} : Q_e \times X_{ei} &\rightarrow Y_{ei}; \\
S_{ee}' : Q_e \times X_{ee} &\rightarrow Y_{ee}; & S''_{ei} : Q_e \times X_{ei} &\rightarrow Y_{ee}
\end{aligned} \tag{4.17}$$

Це дає можливість виділити на безлічі  $X$  і  $Y$  моделі СЭС потоки енергії і інформації

$$X_e = EUIUKUT; Y_e = EUIUKUT \tag{4.18}$$

де  $E$  — елементарна безліч електроенергетичних величин;  $E = \{m, f, U, I, (, \{ \}$ ; елементарна безліч інформаційних величин;  $K = \{x, y, z\}$  — елементарна безліч геометричних координат; — елементарна безліч моментів часу.

Використання запропонованих моделей дозволяє описувати як структуру СЕП, так і процеси в них, завдяки можливості переходу від опису структури до опису функцій. Використання евристичних методів моделювання, що базуються на діалогових системах, забезпечує одночасний перехід від функції до структури. Тим самим створюються умови для синтезу схем, що реалізують необхідний режим СЕП.

#### 4.5.1 Моделювання режимів напруги

##### *4.5.1.1 Особливості моделювання в умовах територіальної і часової розподілених процесів*

Раніше встановлено, що СЕП міст є дуже складними об'єктами автоматичного керування. Ця складність обумовлена такими основними причинами:

- стохастичністю характеристик отримуваної від енергосистем ЕЕ;
- нелінійністю параметрів СЕП, обумовленою нелінійністю характеристик її об'єктів;
- масовістю процесу електроспоживання, викликаного тим, що споживання ЕЕ кожним з електроприймачів настільки відрізняється від характеру електроспоживання у вузлах навантажень, що розрахункове значення навантаження може наближатися до її дійсного значення лише асимптотично;
- розподіленістю параметрів СЕП, що обумовлена розташуванням елементів СЕП на значній території;
- багатовимірністю процесу, обумовленою впливом на параметри ЕЕ численних чинників, що визначають як зовнішні (режими роботи і параметри джерел живлення, стан довкілля), так і внутрішні (технологічні схеми і режими роботи устаткування) умови протікання процесу;

- багатозв'язковістю і взаємним впливом параметрів режиму, що характеризують технологічний процес;
- різноманіттям природи елементів системи, у яку входять різні технічні пристрої, природні ресурси і людина.

Наявність вказаних особливостей значно ускладнює керування режимами напруги в СЕП міст. В умовах неможливості оснащення великої кількості вузлів достатньою кількістю стаціонарних пристроїв збору, перероблення і передачі інформації, це зумовило малий обсяг і низьку достовірність первинної інформації, використовуваної під час керування режимами напруги, і, як наслідок, низьку його якість. Із цих причин зараз успішно вирішується тільки частина завдання управління режимами напруги, що стосується циклів з великим періодом звернення інформації (перспективне і поточне планування, а також аналіз режимів). Інша її частина, що стосується циклів з малим періодом звернення інформації (оперативне і автоматичне управління), не вирішується взагалі [5] або вирішується спрощено [7] на рівні дискретного або логічного управління.

Питанням регулювання напруги в міських електричних мережах присвячено чимало робіт вітчизняних і зарубіжних авторів. Основні з них виконані під керівництвом В. Г. Холмського, І. С. Безсмертного, В. В. Зоріна, Н. К. Архіпова, М. С. Левіна, А. І. Будзько, К. М. Пояркова, Н. А. Мельникова, В. А. Веникова, Л. А. Солдаткиної та ін. Розвиток досліджень у напрямі автоматизації регулювання напруги в мережах отримав у роботах Н. С. Маркушевича і М. Я. Баркана. Комплексне рішення питань підвищення якості енергії і компенсації реактивної потужності знайшло відбиття в роботах Ю. С. Железко. Отримання інформації про якість енергії викладене в роботах Н. С. Маркушевича. У роботах В. В. Зоріна, А. С. Яндульського вирішене завдання керування режимами роботи електричних мереж, у роботах А. В. Жураховського — регулювання напруги за допомогою ВДТ. Роботи А. К. Шидловського і В. Г. Кузнєцова присвячені дослідженню якості енергії в мережах з несиметричними навантаженнями, роботи І. В. Жежеленко — дослідженню якості енергії в мережах промислових підприємств. Оптимізація регулювання напруги в мережах отримала розвиток у роботах М. Л. Аберсона.

Роботи зазначених авторів присвячені вирішенню окремих завдань, пов'язаних із поліпшенням режимів напруги, проте в них не визначалося завдання комплексного дослідження режимів напруги СЕП міст із урахуванням їхньої багаторівневої структури і нестаціонарності процесів. Практично в усіх роботах аналіз режимів напруги обмежений розрахунком відхилень напруги на основі однорівневих структур, виконаних нерідко на детермінованій основі. Прийнята на їх основі система регулювання напруги в мережах будується за

централізованим принципом, в основі якого лежить регулювання напруги в одній точці мережі по одному параметру - відхиленню напруги. Як параметр керування використовується середнє значення напруги трьох фаз на боці низької напруги ДЖ, як критерій — відхилення середнього значення напруги трьох фаз на боці низької напруги ДЖ від його заданого значення. Тим самим виводиться з розгляду найважливіше питання, що стосується наукових і методичних основ, вибору і раціонального поєднання засобів місцевого і централізованого регулювання напруги. Крім того, вибір закону регулювання напруги за величиною відхилення напруги тільки в граничних режимах не дозволяє врахувати характер процесу на інтервалі усереднювання і тому призводить до значного дорожчання мережі. На це свого часу вказував і Айере. Для повноцінного вирішення вказаного завдання потрібне розроблення достовірної імовірнісної моделі і відповідних їй критеріїв і параметрів управління, вдосконалення існуючої концепції, методів, способів і технічних засобів регулювання напруги в мережах. Окремі аспекти проблеми розглянуті в роботах В. В. Зоріна, М. С. Маркушевича, М. Я. Аберсона, Н. І. Фокина. Проте комплексного дослідження режимів напруги СЕП міст з урахуванням їх багаторівневої структури й імовірнісного характеру зміни параметрів у відомих нам роботах не проводилося. Крім того, результати досліджень [76, 77] свідчать про наявність істотного впливу на режим напруги режиму реактивної потужності. Це робить необхідним комплексне дослідження режимів роботи СЕП з урахуванням багатопараметричності завдання і взаємного впливу параметрів режиму.

Аналіз методів розрахунку режимів напруги в мережах свідчить про те, що вони засновані на різного роду допущеннях про поведінку навантаження елементів мережі, про еквівантування параметрів мережі, на різних прийомах переходу від втрат напруги до відхилень і коливань напруги, несиметрії і неурівноваженості напруги [4, 26, 38], що в основі своїй завищує похибку і обмежує сферу їхнього застосування.

При детермінованому завданні навантажень параметри режиму визначаються на підставі розрахунку одного характерного режиму мережі і вважаються незмінними за увесь розрахунковий період незалежно від характеру їхньої зміни на періоді, у зв'язку з чим спостерігається явне підвищення значення втрати напруги, що розташовується, і обважнює мережі. Зокрема, під час застосування методу максимальних втрат [76] реальний режим моделюється режимом з максимальними втратами напруги і потужності тривалістю, чим обумовлюється завищення втрати напруги, що розташовується, пропорційне тривалості інтервалів усереднювання. Застосування методу характерних режимів [77] передбачає розбиття реального

режиму СЕП на ряд періодів з практично незмінними режимами, чим досягається деяке наближення параметрів мережі до її режимів. Проте обмежена кількість періодів розбиття робить цей шлях мало ефективним. У разі застосування методу середніх навантажень [22] реальний режим замінюється режимом усереднених навантажень у зв'язку з чим, хоча і розширюється інтервал усереднювання, але характер процесу на інтервалі усереднювання враховується дуже приблизно. Зустрічаються також модифікації цих методів, що забезпечують незначне їх поліпшення, проте це не змінює картини в цілому. Загальна характеристика методів наведена в [21]. Принциповий недолік цих методів полягає в неврахуванні реального характеру зміни параметрів режиму, у постійності величини і коефіцієнта потужності. Цим обумовлюється значна похибка розрахунку, що доходить нерідко до 50 %.

Застосування комбінованих (імовірно-детермінованих) методів дозволяє завдяки обліку характеру зміни навантаження окремих ділянок мережі [21] розрахунок режиму напруги звести до побудови регресійної моделі. У цьому випадку недоліки ті ж, але точність вища.

Застосування ймовірно-статистичних методів на основі статистичного згортання інформації про закони розподілу параметрів режимів на елементах мережі та визначення інтегральних характеристик режиму зводиться до розрахунку його імовірнісних характеристик [25]. Згідно з вказаними методами зміна напруги в мережі уявляється як випадковий процес, інтегральні характеристики якого визначаються за моделями навантажень. Такий підхід є найбільш прийнятним, якщо дає точніше уявлення про фізичний характер процесів у мережі. Розглянуті методи розрізняються видами моделей графіків напруги. Задавальні функції напруги вузлів моделюються експериментальними залежностями, кусково-лінійними або аналітичними функціями або випадковими величинами. У першому випадку вимагається великий обсяг початкової інформації, що істотно ускладнене в умовах реальної експлуатації. У другому випадку за кусково-лінійній апроксимації середнє значення напруги визначається достатньо точно, а стандартне відхилення є систематично заниженим із-за неврахування тижневих змін напруги, а також коливань навантаження, викликаних впливом випадкових чинників. Використання таких моделей під час розрахунку параметрів режиму дає систематичну похибку у бік їх заниження. Використання випадкових величин для моделювання режимів напруги цілком виправдано, оскільки має значення тільки частота, з якою напруга приймає те або інше значення, і корельованість графіків напруги між собою. Проте недоліком таких моделей є неврахування коливань напруги протягом розрахункового періоду, викликаних випадковими причинами, що, зрештою, призводить до некоректного визначення стандартного відхилення і

коефіцієнтів кореляції графіків напруги. Це пояснюється тим, що завдання розрахунку режимів напруги в цих умовах, взагалі кажучи, не є достатньою мірою інформаційно забезпеченим. Крім того, здебільшого зміна напруги є стаціонарним ергодичним процесом, що не відповідає дійсності. Зміна напруги в мережах як сукупність реалізацій випадкового процесу не завжди і не в усьому має властивості ергодичності. Узагалі це стохастичний процес, що має приховані закономірності. У цих умовах допущення про стаціонарність і ергодичність значно збільшує похибку розрахунку. Крім того, у кожній з трьох груп методів розрахунку еквівалентування параметрів мережі виконується детермінованими методами [25], тоді як зміна параметрів навантажень має випадковий характер. Неврахування вказаного чинника додає також додаткової похибки.

Як встановлено раніше сильна розгалуженість РМ міст у поєднанні з територіальною роз'єднаністю споживачів і підключенням у будь-якій точці мережі електроприймачів, зміну величини і характеру навантаження яких у часі має випадковий характер, призводить до значних варіацій напруги в мережах. Отже, функція напруги СЕП міст має чітко простежуванні стохастичні ознаки і основою теоретичних і експериментальних досліджень режимів напруги в СЕП міст має бути ймовірнісна модель випадкового процесу.

З ймовірно-статистичного погляду найбільш точною інформацією про параметри режиму в цьому випадку є функції розподілу, у загальному вигляді багатовимірні (диференціальні або інтегральні). Для побудови математичної моделі процесу потрібне визначення двох його основних параметрів: класу випадкового процесу і миттєвої щільності вірогідності. Аналіз літератури [25, 40, 41, 44] довів, що питання імовірнісного моделювання режимів напруги в СЕП міст нині не знайшли в ній належного відбиття. Крім того, по низці принципових запитань окремими авторами робляться прямо протилежні висновки [5, 25, 54], що свідчить про нестачу теоретичних основ питання, що вивчається. У той же час у зв'язку з відсутністю практичної можливості отримання певною мірою реалізації реального випадкового процесу, що вивчається, коректна оцінка його ергодичних властивостей на попередніх етапах відіграє важливу роль для правильної організації плану статистичних досліджень, а також оцінки достовірності статистичних оцінок, отриманих по обмеженої кількості реалізацій випадкового процесу. Думки низки авторів щодо цього важливого засадничого питання принципово різняться одні роблять висновок про стаціонарність функції напруги на добовому інтервалі [5], а інші, навпаки — про її нестаціонарність [54]. Останнє пояснюється різним трактуванням критерію стаціонарності кривих  $U(t)$  різними авторами і відмінністю умов проведення експерименту. Річ у тому, що згідно [83], окрім

необхідних (стаціонарність в широкому сенсі), повинні дотримуватися ще і достатні (стаціонарність у вузькому сенсі) умови стаціонарності. У першому випадку це незалежність математичного очікування від часу і можливість подання кореляційної функції у вигляді різниці ( $t_1 - t_2$ ) [83], тобто

$$\begin{aligned} M[U(t)] &= m_x(t) = m_x = \text{const}; \\ R_x(t_1, t_2) &= R_x(t_1 - t_2) = R_x(). \end{aligned} \quad (4.19)$$

У другому — це незалежність від часу  $n$  — мірної щільності вірогідності

$$p_n(x_1, x_2, \dots, x_n, t_1, t_2, \dots, t_n) = p_n(x_1, x_2, x_n, t_1 + t, t_2 + t, \dots, t_n + t). \quad (4.20)$$

При цьому випадковий процес, стаціонарний в широкому сенсі, може бути нестаціонарним у вузькому. Саме недооціненням цього факту і можна пояснити виникаючі непорозуміння. Крім того, додаткову похибку вносить невизначеність місця, часу і тривалості вимірів.

У зв'язку з тим, що розрахунок, взагалі багатовимірної функції розподілу вірогідності параметрів режиму складних схем, якими є схеми СЕП міст, навіть за відомих функцій розподілу параметрів режиму окремих вузлів становлять достатньо складне і трудомістке завдання, здебільшого автори обмежуються визначенням кількісних характеристик процесу у межах кореляційної теорії, за яких як критерій стаціонарності розглядається мінливість математичного очікування  $M[U(t)]$  і дисперсії центрованої функції. Проте цей критерій не є повним, оскільки змінне математичне очікування не є перешкодою для використання математичних теорій стаціонарних процесів. Крім того, таким чином численні статистичні дослідження режимів роботи СЕП без належної на те підстави зводяться до дослідження стаціонарних ергодійних процесів. Тим самим вноситься істотна похибка в розрахунки і спотворюються принципові поняття, що належать до усереднювання кількісних характеристик процесу, вибору параметрів і законів регулювання напруги, регулювальних і компенсувальних пристроїв, критеріїв і параметрів керування.

Що стосується оцінки миттєвої щільності вірогідності на різних елементах СЕП для фіксованих моментів часу, то в більшості робіт закон розподілу вірогідності оцінюється авторами шляхом побудови емпіричних добових гістограм, отриманих на підставі експериментальних даних. При цьому, зважаючи на нестаціонарну дійсної кривої  $U(t)$ , а також невизначеності часу і місця виміру, за результатами вимірів різними авторами робляться іноді прямо протилежні висновки - частиною авторів отримані результати інтерпретуються як нормальні розподіли Гаусів, а частиною — як такі, що значно відрізняються від нормального. Виняток становлять роботи М. Л. Аберсона [54], у яких уперше подана кількісна оцінка режиму напруги з урахуванням класу випадкового процесу і миттєвої щільності вірогідності. Проте узагальнювальний висновок автором зроблений на підставі дослідження

режиму напруги тільки на одному з рівнів СЕП — розподільних мережах низької напруги. Отже, отримані М. Л. Аберсоном результати можуть мати практичне застосування для простих однорівневих СЕП і не придатні для складних багаторівневих СЕП, якими є СЕП сучасних великих міст. Найбільш достовірним імовірнісним описом функції напруги в них може бути лише послідовність миттєвої щільності вірогідності, побудованої в кожен момент часу для кожного з вузлів навантажень.

Наявність великої кількості і можливість підключення в будь-якій точці мережі електроприймачів у поєднанні з відмінністю режимів роботи й ієрархічним принципом розміщення їх у структурі СЕП роблять необхідною оцінку стаціонарності функції напруги на кожному з ієрархічних рівнів. При цьому оцінка якості регулювання напруги в мережах має вестися з урахуванням рівня СЕП і миттєвій щільності вірогідності. Вичерпною статистичною інформацією про режими напруги на кожному з рівнів СЕП є дві прості числові характеристики, що отримують окремо на кожній з виділених ділянок стаціонарності, — математичне очікування і середньоквадратичне відхилення.

#### *4.5.1.2 Кількісна оцінка закону розподілу*

Як встановлено раніше, значення напруги в різних точках міської розподільної мережі є випадковою послідовністю, яка близька до процесів марківського типу. Її частковий опис, достатній для вирішення інженерних завдань аналізу режиму напруги в розподільних мережах, може бути поданий одновимірною інтегральною функцією розподілу вигляду

$$F(U, t) = \int_{-\infty}^U p(U, t) dU, \quad (4.21)$$

де  $U$  — напруга на елементі мережі,  $t$  — поточний час.

Для побудови імовірнісної моделі розподілу напруги на елементах системи електропостачання в роботі виявлені основні параметри випадкового процесу: клас випадкового процесу і миттєва щільність вірогідності  $p(u, t)$  шляхом апроксимації його певним законом розподілу. Ураховуючи технічно складну, багаторівневу структуру СЕП, імовірнісні моделі побудовані для кожного з її рівнів окремо. Отримані моделі можуть використовуватися для оцінки режимів напруги на кожному з ієрархічних рівнів, методів і технічних засобів його корекції.

Основним питанням, що виникає під час розроблення імовірнісних моделей параметрів систем електропостачання, є оцінка стаціонарності імовірнісної функції. Виконаний в [54] ймовірнісно-статистичний аналіз



функції напруги на шинах НН ТП електричних мереж довів, що для випадкової функції напруги на шинах НН ТП протягом добового циклу навантаження, як правило, не існує єдиної щільності вірогідності, що достовірно описує процес для усіх моментів часу. Його імовірнісним описом може бути тільки послідовність миттєвої щільності вірогідності, побудованої для кожного моменту часу. Ця обставина свідчить про нестационарну функції напруги на добовому циклі зміни навантаження, що обумовлює неможливість використання для досліджень режимів напруги СЕП міст добре розробленого апарату аналізу стаціонарних випадкових процесів і вимагає розроблення імовірнісної моделі напруги, що враховує клас випадкового процесу і миттєву щільність вірогідності.

#### 4.5.2 Моделювання режимів реактивної потужності

##### *4.5.2.1 Обґрунтування необхідності підвищення ефективності режимів роботи РМ*

Серед основних причин низької ефективності режимів РМ міст можна назвати дефіцит реактивної потужності у вузлах навантажень. Цим обумовлюються значні втрати напруги і потужності в мережах, відхилення і коливання напруги. Це диктує необхідність виявлення основних закономірностей зміни і перспектив підвищення коефіцієнта потужності в мережах.

Огляд робіт, присвячених цьому питанню, свідчить про те, що в енергосистемах провідних країн світу компенсація реактивної потужності розглядається як один з важливих засобів поліпшення режимів роботи мережі [9-16]. У більшості своїй зазначені питання вирішуються шляхом застосування гнучких систем, побудованих на базі статичних компенсаторів тиристорів. Співвідношення потужності генерувальних і компенсувальних джерел у цих країнах знаходяться на рівні 1:1, тоді як зазначений показник у СЕП міст України знаходиться на рівні 1:10, що свідчить про низький рівень компенсації реактивної потужності в мережах і, як наслідок, підвищених втратах напруги і потужності в них [9]. Причиною такого стану є недостатнє наукове, технічне і методичне забезпечення заходів щодо компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах. Певною мірою цьому сприяє відсутність матеріальної зацікавленості підприємств у підвищенні коефіцієнта передаваної потужності. Не остання роль в цьому належить недооцінці важливості цього питання проектними і експлуатаційними підприємствами. Варто звернути увагу тільки на те, що до теперішнього часу у енергетиків існує думка, що коефіцієнт

потужності в СЕП міст близький до одиниці. У той час, як аналіз дійсного положення свідчить про те, що значення коефіцієнта потужності в розподільних електричних мережах 6 — 10/0,38 кВ міст знаходиться на рівні 0,62 — 0,85. Відповідно втрати напруги і потужності в мережах мають завищене в 1,3 — 1,5 разу значення. Останнє стало можливим у зв'язку зі значним розширенням номенклатури вживаних у побуті електроприймачів за випереджального зростання застосування приладів з індуктивним характером електроспоживання — люмінесцентних ламп ( $\cos(\varphi) = 0,7-0,8$ ), електроприладів з дрібнодвигунним електроприводом ( $\cos(\varphi) = 0,6-0,7$ ), аудіо- і відеотехніки ( $\cos(\varphi) = 0,7-0,8$ ) тощо. Сьогодні щорічний приріст споживання реактивної потужності тільки побутовими компресійними холодильниками по Україні перевищує 50 Мвар. Враховуючи значну віддаленість джерел живлення СЕП міст, покриття реактивного навантаження від цих джерел обумовлює значні втрати напруги і потужності.

Окрім самостійного значення стан компенсації реактивної потужності як основи балансу може бути корисним для проектних і експлуатаційних організацій, тому останнім часом в Україні і державах СНД значно зріс інтерес до питань компенсації реактивної потужності, що є найважливішим чинником енергозбереження. Тільки по Україні усунення перетікань реактивної потужності в мережах у змозі забезпечити щорічну економію близько 15 млрд. кВт×ч електричної енергії або близько 50 млн. т. у. т [85]. Це робить завдання моделювання режимів реактивної потужності в РМ міст особливо актуальним. Велика протяжність РС обумовлює значні втрати напруги і потужності в мережах при пропусканні навіть незначної кількості реактивної потужності.

#### *4.5.2.2 Оцінка поточного значення коефіцієнта потужності*

Для отримання кількісних співвідношень проведені дослідження в РМ низки міст України, Росії і Білорусі (міста Харків, Одеса, Орел, Брянськ та ін.). У ході досліджень відповідно до методики [84] вимірювалися параметри електроспоживання в різних точках мережі в окремі моменти часу, а також оцінювалося значення коефіцієнта потужності в мережах і його вплив на техніко-економічні показники мереж і підключених до них споживачів. У [86-88] подані узагальнені результати вимірів  $\cos\varphi$  елементах СЕП, а також результати їхньої ймовірно-статистичної обробки. Розрахунок математичного очікування  $M$ , середньоквадратичної похибки і визначення коефіцієнта потужності в мережах здійснювалися за виразами:

$$M[\cos\varphi(t)] = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \cos\varphi_i(t), \quad (4.22)$$

$$\sigma[\cos\varphi(t)] = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\cos\varphi_i - M[\cos\varphi(t)])^2}, \quad (4.23)$$

де  $\cos\varphi$  — значення коефіцієнта потужності за  $i$ -му вимірі;  $n$  — кількість вимірів на інтервалі усереднювання.

Добовий графік зміни математичного очікування коефіцієнта потужності на шинах 0,4 кВ ТП, отриманий після статистичного оброблення результатів виміру. Аналогічний характер має зміна коефіцієнта потужності на шинах низької напруги інших ТП. На шинах увідно-розподільних пристроїв спостерігається незначне збільшення коефіцієнта потужності, обумовлене підключенням до шин низької напруги ТП, окрім житлових будівель, споживачів з дрібнодвигунним навантаженням. Деяке зменшення коефіцієнта потужності спостерігається в живильних і розподільчих мережах у зв'язку із збільшенням індуктивного навантаження мережі на величину індуктивності трансформаторів ТП і споживачів мережі 6—10 кВ.

Аналіз результатів дослідження свідчить про те, що величина і характер зміни коефіцієнта потужності в міських мережах визначається складом і режимами роботи підключених споживачів.

На добовому графіку коефіцієнта потужності може бути виділена низка характерних ділянок, відповідних стаціонарності функції  $M[\cos\varphi(t)]$  (нічний і денний провали, денний і вечірній максимуми тощо). Для кожного з них характерний склад підключених струмоприймачів і значення коефіцієнта потужності.

Аналіз отриманих даних свідчить про те, що середньозважене значення коефіцієнта потужності за добу дорівнює 0,74. З них 35 % часу значення коефіцієнта потужності знаходиться на рівні 0,74 і тільки 20—25 % — на рівні 0,86. Це значно нижче за значення, що приймаються в розрахунках [6]. Згідно з [6] розрахункове значення коефіцієнта потужності в міських розподільних мережах низької напруги знаходиться на рівні 0,96 і 0,98 для будівель з газовими і електричними плитами, відповідно. Значення коефіцієнта потужності в живильних і розподільчих мережах середньої напруги знаходиться на рівні 0,92. Через це тільки 20—25 % часу міські мережі працюють у режимі, близькому до нормального. Ті мережі, що залишилися 75—80 % часу працюють з низькими техніко-економічними показниками (підвищене завантаження, збільшені втрати потужності і напруги).

#### 4.5.2.3 Моделювання поточного значення коефіцієнта потужності

Для отримання математичного опису поточного значення коефіцієнта потужності в міських мережах застосована тригонометрична інтерполяція вигляду:

$$M[\cos\varphi(t)] = A_0 + \sum_{i=1}^n A_K \cdot \sin(K\omega t + \psi_K), \quad (4.24)$$

де  $A_0$  — постійна складова ряду;  $A_K$  — амплітуда  $k$ -ї гармонійної складової;  $k$  — номер гармоніки;  $K$  — фазове зрушення  $k$ -ї гармоніки.

Значення коефіцієнтів  $A_K$  і фазових кутів ( $\psi_K$ ) визначені за методом Пері [91] у вигляді:

$$A_0 = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m M_i, \quad (4.25)$$

$$A_K = \sqrt{A_K'^2 + A_K''^2}, \quad (4.26)$$

$$A_K' = 2 \frac{\sum_{i=1}^m M_i \cdot \sin K\omega i}{m}, \quad (4.27)$$

$$A_K'' = 2 \frac{\sum_{i=1}^m M_i \cdot \cos K\omega i}{m}, \quad (4.28)$$

$$\psi_K = \arctg \frac{A_K''}{A_K'}, \quad (4.29)$$

де  $m$  — число контрольних точок на кривій  $\cos\varphi$ ; — математичне очікування коефіцієнта потужності в контрольних точках.

Після оброблення отриманих даних математичний опис поточного значення коефіцієнта потужності для міських електричних мереж з переважанням комунально-побутового навантаження має вигляд:

$$M[\cos\varphi(t)] = 0,7466 + 0,0874 \cdot \sin(15t - 153)^0 + 0,0325 \cdot \sin(30t - 175)^0 + \\ + 0,041 \cdot \sin(45t + 7)^0 + 0,0455 \cdot \sin(60t - 186)^0 \quad (4.30)$$

Графічна залежність, отримана застосуванням розробленого математичного опису. При цьому значення середньоквадратичної похибки, розрахованої за формулою:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}_i)^2}{N}} \quad (4.31)$$

у усьому діапазоні зміни змінної не перевищує 7 %. Тут:  $i$  — розрахункове і експериментальне значення коефіцієнта потужності в контрольних точках;  $N$  — число контрольних точок.

Наявність промислових споживачів певним чином позначається на коефіцієнті потужності. Зокрема, підключення великих споживачів до міських розподільних мереж сприяє підвищенню в них значення коефіцієнта потужності до 0,93—0,95. І навпаки, підключення малих підприємств, що мають, як правило, низький коефіцієнт потужності, призводить до зменшення коефіцієнта потужності в мережі до 0,65-0,70. Міра впливу промислових споживачів на значення коефіцієнта потужності в мережах у кожному конкретному випадку визначається характером споживачів і їх питомою вагою в загальному навантаженні мережі.

Для обліку впливу навантаження промислових споживачів застосовані поправочні коефіцієнти до коефіцієнтів статистичної моделі (4.42). На рисунку 4.10 наведені графічні залежності коефіцієнтів від складу споживачів, отримані за результатами численних експериментальних досліджень за різних поєднань споживачів.

Крім того, результати вимірів у різну пору року свідчать про деяку зміну коефіцієнта потужності, викликану зміною складу підключених до мережі струмоприймачів. Зокрема, характерним для літнього періоду часу є переважне підключення дрібнодвигунних побутових електроприймачів (холодильників, кондиціонерів, вентиляторів), чим обумовлюється пониження значення коефіцієнта потужності в мережах порівняно з його значенням у зимовий період, для якого характерне підключення великої кількості нагрівальних і освітлювальних приладів з підвищеним значенням коефіцієнта потужності. Для обліку вказаних вище сезонних змін коефіцієнта потужності може бути застосований поправочний коефіцієнт до постійного коефіцієнта  $A_0$  статистичної моделі.

Як довів аналіз отриманої моделі, зміна коефіцієнта потужності, що спостерігається, має стійкий характер і властивий містам з розгалуженим складом споживачів. Ґрунтуючись на встановлених закономірностях, можна зробити висновок відносно низького рівня компенсації реактивної потужності в мережах 6 — 10/0,4 кВ і необхідності його подальшого підвищення. Враховуючи значне перевантаження більшості мереж, а також стійку тенденцію щорічного зростання навантажень міських мереж за одночасного зниження

коефіцієнта потужності, питання компенсації реактивної потужності в міських мережах необхідно розглядати в контексті загальної проблеми підвищення ефективності і якості функціонування міських розподільних мереж 6-10/0,4 кВ. Розроблені статистичні моделі дозволяють оцінювати поточні значення коефіцієнта потужності в міських мережах і планувати заходи щодо його підвищення.

Аналіз отриманої моделі свідчить про те, що розглянутий характер зміни коефіцієнта потужності має стійкий характер і властивий містам з розглянутим складом споживачів. Ґрунтуючись на встановлених закономірностях зміни коефіцієнта потужності, можна зробити висновки про міру компенсації реактивної потужності в міських електричних мережах 6-10/0,4 кВ і необхідності його подальшого підвищення. Розроблені статистичні моделі дозволяють достатньо точно вирішувати питання оцінки поточного значення коефіцієнта потужності в міських мережах і планування заходів щодо його поліпшення.

#### *4.5.2.4 Моделювання середньозваженого значення коефіцієнта потужності*

Аналіз електроспоживання в міських електричних мережах 6—10/0,4 кВ протягом останніх 10 років [86, 87, 88] свідчить про наявність сезонної зміни значення коефіцієнта потужності, викликаного зміною складу підключених до мережі струмоприймачів. При цьому характерним для літнього періоду є переважне підключення дрібнодвигунного навантаження побутових споживачів (холодильників, кондиціонерів, вентиляторів), що мають знижене значення коефіцієнта потужності. Відповідно, для зимового періоду характерне підключення великої кількості нагрівальних і освітлювальних приладів, що мають підвищене значення коефіцієнта потужності, тому для літнього періоду характерне зменшення середньозваженого значення коефіцієнта потужності, як на характерних інтервалах, так і в цілому за добу за одночасного зменшення величини і тривалості вечірнього максимуму. Для зимового періоду, навпаки, характерне деяке збільшення середньозваженого значення коефіцієнта потужності за добу за одночасного збільшення величини і тривалості вечірнього максимуму. Окрім того, розширення номенклатури побутових приймачів, здійснюване переважно завдяки електроприймачам з індивідуальним характером електроспоживання (кондиціонерів, пральних машин, пилососів), а також подальша централізація опалювання і гарячого водопостачання обумовлюють щорічне зниження середньозваженого значення коефіцієнта потужності.

Отримані в ході дослідження дані дозволили встановити характер зміни середньозваженого значення коефіцієнта потужності, який наведений на рисунку 4.12. Йому відповідає аналітичний опис вигляду

$$\cos \varphi_{\text{ср в зв}} = \frac{\cos \varphi_3 - \cos \varphi_{\text{Л}}}{2} \cdot e^{-at} (\sin \omega t - \cos \omega t) - \frac{\cos \varphi_3 + \cos \varphi_{\text{Л}}}{2} \cdot e^{-bt} \quad (4.32)$$

де  $\cos \varphi_3$ ,  $\cos \varphi_{\text{Л}}$  — значення середньозваженого коефіцієнта потужності в зимовий і літній періоди відповідно;  $t$  — поточна координата;  $a$ ,  $b$  — розрахункові коефіцієнти.

Зміна середньозваженого значення коефіцієнта потужності має монотонно спадний характер. При цьому зменшується як діапазон сезонної зміни коефіцієнта потужності значення  $\cos \varphi_3 - \cos \varphi_{\text{Л}}$ , так і середньозважене значення коефіцієнта потужності за рік.

При цьому швидкість спадання коефіцієнта потужності може бути визначена як:

$$\Delta \cos \varphi_{\text{ср в зв}} = \frac{e^{-at}}{e^{-a(t+t')}} \quad (4.33)$$

де — період спадання що дорівнює одному року.

Швидкість спадання середньозваженого значення коефіцієнта потужності в міських електричних мережах, розрахована за (4.45) і дорівнює 0,002. Прогнозування значення коефіцієнта потужності на будь-яку перспективу може здійснюватися підставленням в (4.44) необхідного значення  $t$ . Стале значення коефіцієнта потужності  $\cos \varphi_{\text{Г}}$  може набути за умови. Розрахунки, виконані за формулою (4.45), довели, що за  $t = 15\text{—}20$  років значення коефіцієнта потужності досягає сталого значення. Це означає, що за подібних темпів зменшення коефіцієнта потужності можна чекати, що через 10—15 років середньозважене значення коефіцієнта потужності встановиться на рівні 0,7—0,75. На цьому ж рівні встановляться сезонні значення коефіцієнта потужності  $\cos \varphi_3$  і  $\cos \varphi_{\text{Л}}$ , а також поточні значення коефіцієнта потужності вечірньої пори -  $\cos \varphi_{\text{В}}$ , нічне -  $\cos \varphi_{\text{Н}}$  і денний час  $\cos \varphi_{\text{Д}}$ . Це дає підстави говорити про те, що значення коефіцієнта потужності в період максимуму, за яким ведеться розрахунок мереж, має стійку тенденцію до зниження в майбутньому і наближенню його до величини 0,7-0,75. Останнє говорить на користь необхідності компенсації реактивної потужності в мережах у майбутньому.

#### 4.6 Імовірнісне моделювання режимів РМ

Як встановлено раніше режими роботи систем електропостачання можуть моделюватися випадковими функціями  $U(t)$ ,  $I(t)$ ,  $\cos((t))$ . Для побудови математичних моделей напруги, струмових навантажень і коефіцієнта потужності в мережах необхідним є апроксимація кореляційних функцій випадкових процесів. Їх спектральний аналіз дозволяє виділити кількість і частоту періодичних складових у випадковому процесі, а також отримати функції, що апроксимують їх.

В основу моделювання режимів РМ міст покладені результати ймовірнісно-статистичного аналізу режимів напруги, струмових навантажень і коефіцієнта потужності. За великої різноманітності режимів роботи кожного з рівнів систем електропостачання міст багатьом із них властиві загальні риси. Усі вони випробовують вплив випадкових чинників і мають прямий зв'язок із технологічним процесом і недетермінованими умовами його протікання. Вони підкоряються нормальному або рівномірному експоненціальному законам розподілу Райса, Релея або закону (розподілення в статистичний ряд Грама-Шарльє.

Як відомо, кореляційні функції ергодичних процесів можуть бути апроксимовані функціями вигляду [183]:

$$R(\tau) = e^{-\alpha|\tau|}, \quad (4.34)$$

$$R(\tau) = e^{-\alpha^2 \tau^2}, \quad (4.35)$$

у разі, якщо процес не має прихованих періодичностей, або

$$R(\tau) = e^{-\alpha|\tau|} \cos \omega_0 \tau, \quad (4.36)$$

$$R(\tau) = e^{-\alpha^2 \tau^2} \cos \omega_0 \tau, \quad (4.37)$$

$$R(\tau) = e^{-\alpha|\tau|} \left( \cos \omega_0 \tau + \frac{\alpha}{\omega_0} \sin \omega_0 (\tau) \right) \quad (4.38)$$

за наявності прихованих періодичностей.

Наявність прихованих періодичностей оцінюється за спектральною щільністю процесу. Якщо функція  $((t))$  має один чітко простежуваний пік, то процес не має гармонійних складових і описується (4.46). Наявність же в кривій  $((t))$  декількох чітко простежувальних піків свідчить про наявність прихованої періодичності і необхідність застосування (4.48) для математичного опису процесу. При цьому кількість піків в кривій  $((t))$  визначає кількість гармонійних функцій, що входять у (4.48).



Для неергодійних процесів кореляційні функції апроксимуються виразами:

$$R(\tau) = A + e^{-\alpha|\tau|}, \quad (4.39)$$

$$R(\tau) = A + e^{-\alpha^2 \tau^2}, \quad (4.40)$$

$$R(\tau) = A + e^{-\alpha|\tau|} \cos \omega_0 \tau, \quad (4.41)$$

$$R(\tau) = A + e^{-\alpha^2 \tau^2} \cos \omega_0 \tau, \quad (4.42)$$

$$R(\tau) = A + e^{-\alpha|\tau|} \left( \cos \omega_0 \tau + \frac{\alpha}{\omega_0} \sin \omega_0 (\tau) \right), \quad (4.43)$$

$$R(\tau) = 2\pi \rho(\tau), \quad (4.44)$$

де:  $\alpha$  — постійні величини, залежні від параметрів процесу;  $\omega_0$  — власна частота спектру, визначена за [83];  $A$  — випадкова величина, визначена за даними відбору випадкових чинників.

Аналітично функція  $A(t)$  є параметрами режиму  $U(t)$ ,  $I(t)$ ,  $\cos((t)$  груп електроприймачів для стаціонарного процесу, або  $U$ ,  $I$ ,  $\cos($  груп однорідних струмоприймачів (споживачів) для стаціонарного процесу.

Час кореляції змінюється в межах 4—12 годин. Енергетичний спектр процесів зміни  $U(t)$ ,  $P(t)$ ,  $\cos((t)$  знаходиться в діапазоні від 0 до 10 рад/години. Коефіцієнт варіації параметрів змінюється в межах від 0,05 до 1,0.

Під час дослідження параметрів  $U(t)$ ,  $I(t)$ ,  $\cos((t)$  вузлів навантажень із високим рівнем неоднорідності необхідним є виділення з основного процесу випадкової складової шляхом виділення споживачів з різконеоднорідним графіком навантажень.

Проведений ймовірно-статистичний аналіз довів, що для повноцінного управління режимами РМ міст необхідно мати моделі процесів  $U(t)$ ,  $I(t)$ ,  $\cos((t)$  для кожного з рівнів системи електропостачання. У загальному вигляді зміни її параметрів можуть бути описані такими виразами:

$$U(t) = M[U(t)] + A_U(t)U_S(t) + \overline{U_t}, \quad (4.45)$$

$$I(t) = M[I(t)] + A_I(t)I_S(t) + \overline{I_t}, \quad (4.46)$$

$$\cos \varphi(t) = M[\cos \varphi(t)] + A_{\cos \varphi}(t) \cos \varphi_S(t) + \overline{\cos \varphi_t}, \quad (4.47)$$

де:  $M[U(t)]$ ,  $M[I(t)]$ ,  $M[\cos((t)]$  — математичні очікування параметрів, що змінюються в часі;  $A_U(t)$ ,  $A_I(t)$ ,  $A_{\cos((t)$  — випадкові функції часу;  $U_S(t)$ ,  $I_S(t)$ ,  $\cos \varphi_S(t)$  — стаціонарні випадкові функції.

$$M[U(t)] = \sum_{v=1}^{n_U} U_v \cos(\omega_{Uv} t + \alpha_{Uv}), \quad (4.48)$$

$$M[I(t)] = \sum_{j=1}^{n_I} I_v \cos(\omega_{Iv} t + \alpha_{Iv}), \quad (4.49)$$

$$M[\cos\varphi(t)] = \sum_{i=1}^{n_{\cos\varphi}} \cos\varphi_v \cos(\omega_{\cos\varphi v} t + \alpha_{\cos\varphi v}), \quad (4.50)$$

де:  $U_v$ ,  $I_v \cos\varphi$  — амплітуди  $i$ -х гармонійних складових математичних очікувань, що змінюються в часі;  $\omega_{Uv}$ ,  $\omega_{Iv}$ ,  $\omega_{\cos\varphi v}$  — кутові частоти гармонійних складових;  $n_U$ ,  $n_I$ ,  $n_{\cos\varphi}$  — число гармонік кожної, що враховуються, з даних функцій.

Аналіз отриманих виразів з урахуванням особливостей зміни параметрів на кожному з рівнів системи електропостачання дозволяє отримати приватні описи процесів для кожного з рівнів окремо у вигляді інженерних моделей процесів.

Для елементів п'ятого рівня, що характеризуються стаціонарністю і ергодичністю процесів, справедливі такі вирази:

$$U_{\Xi} = M[U(t)] \sqrt{1 + \gamma_U^2}, \quad (4.51)$$

$$I_{\Xi} = M[I(t)] \sqrt{1 + \gamma_I^2}, \quad (4.52)$$

$$\cos\varphi_{\Xi} = M[\cos\varphi(t)] \sqrt{1 + \gamma_{\cos\varphi}^2}, \quad (4.53)$$

де  $M[U(t)]$ ,  $M[I(t)]$ ,  $M[\cos\varphi(t)]$  — математичні очікування параметрів, визначувані по одній реалізації за характерну добу;  $U$ ,  $I$ ,  $\cos\varphi$  — значення коефіцієнтів варіації, визначувані за даними однієї реалізації.

Для елементів третього і четвертого рівнів, які характеризуються стаціонарністю і неергодичністю процесів, математичні описи мають вигляд:

$$U_{H\Xi} = M[U_{ck}(t)] \sqrt{1 + \gamma_{Ucc}^2}, \quad (4.54)$$

$$I_{H\Xi} = M[I_{ck}(t)] \sqrt{1 + \gamma_{Icc}^2}, \quad (4.55)$$

$$\cos\varphi_{H\Xi} = M[\cos\varphi_{ck}(t)] \sqrt{1 + \gamma_{\cos\varphi ck}^2}, \quad (4.56)$$

де  $M[U_{ck}(t)]$ ,  $M[I_{ck}(t)]$ ,  $M[\cos\varphi_{ck}(t)]$  — середньоквадратичні значення, визначувані по одній реалізації;  $U_{ck}$ ,  $I_{ck}$ ,  $\cos\varphi_{ck}$  — значення коефіцієнтів варіації.

Для елементів першого і другого рівнів, процесів, що характеризуються нестационарною, математичні описи мають вигляд:

$$U_{HC} = M[U_t] \sqrt{1 + \gamma_{Ut}^2}, \quad (4.57)$$

$$I_{HC} = M[I_t] \sqrt{1 + \gamma_{It}^2}, \quad (4.58)$$

$$\cos\varphi_{HC} = M[\cos\varphi_t] \sqrt{1 + \gamma_{\cos\varphi t}^2}, \quad (4.59)$$

де  $M[U_t]$ ,  $M[I_t]$ ,  $M[\cos(t)]$  — математичні очікування параметрів, визначувані за даними кожної з реалізацій і в цілому за їхнього сукупністю;  $(U_t, I_t, \cos\varphi_t)$  — коефіцієнти варіації, визначувані по кожній з реалізацій і в цілому за їхньою сукупністю.

Для оцінних розрахунків значення математичних очікувань можуть бути визначені за допомогою регресійної моделі:

$$M[U_t] = \sum_{i=1}^{n_U} b_{iU} M_{iU}[U(t)], \quad (4.60)$$

$$M[I_t] = \sum_{i=1}^{n_I} b_{iI} M_{iI}[I(t)], \quad (4.61)$$

$$M[\cos\varphi_t] = \sum_{i=1}^{n_{\cos\varphi}} b_{i\cos\varphi} M_{i\cos\varphi}[\cos\varphi(t)], \quad (4.62)$$

де  $b_{iU}$ ,  $b_{iI}$ ,  $b_{i\cos\varphi}$  — коефіцієнти регресійної моделі, визначувані для кожного з рівнів окремо.

#### 4.7 Імовірнісне еквівалентування параметрів РМ

Теорія випадкових процесів нині набула широкого поширення і стала основою для вивчення режимів роботи СЕП різного призначення. Оскільки потужність, споживана електроприймачами в процесі включеного їхнього стану дорівнює сумі їх номінальних потужностей, відкриваються можливості для еквівалентування параметрів і режимів СЕП, а також її елементів: ГРУ, БРЕШУ, ТП, РП, ПС і міста в цілому. Це стало обґрунтуванням застосування у цій роботі послідовного індуктивного (від простого до складного) підходу до вивчення режимів роботи СЕП міст.

Розроблена методика розрахунку параметрів режиму РМ міст містить три етапи:

- побудова математичної моделі мережі;

- імовірнісне еквівалентування параметрів мережі;
- розрахунок параметрів режиму мережі (визначення величини напруги, струмів і коефіцієнта потужності, відхилень і коливань напруги, несиметрії і несинусоїдальності струмів і напруги).

З урахуванням складності СЕП міст, а також необхідності застосування системного підходу доцільною є побудова математичних моделей для кожного з рівнів СЕП окремо. У цій роботі розрахунок параметрів режиму РМ запропоновано виконувати за принципом «знизу – вгору», рухаючись від нижчих ланок СЕП (елементів першого рівня) до вищих (елементів другого, третього, четвертого і п'ятого рівнів). При цьому результати, отримані під час розрахунку елементів нижчого рівня, є початковими для розрахунку елементів вищого рівня. Таким чином, забезпечується зв'язок і взаємний вплив елементів різних рівнів.

На першому рівні система електропостачання розглядається як така, що складається з  $n_1$  елементів, для кожного з яких відомі параметри (номінальні і паспортні дані), а також характеристики режимів ( $U(t)$ ,  $I(t)$ ,  $\cos(\varphi(t))$ ). Усі елементи системи електропостачання міста (лінії, трансформатори, двигуни тощо) представлені еквівалентними опорами. Елементами першого рівня є групові розподільні пристрої (ГРУ) споживачів (житлових і громадських будівель, комунально-побутових і промислових підприємств), живильні лінії низької напруги і електроприймачі із захисно-комутаційною апаратурою. На рисунку 4.13 наведена узагальнена схема елемента першого рівня. Тут лінії подані еквівалентними опорами кабелів Рек або дротів Реп. Електроприймачі подані еквівалентними опорами трансформаторів Зет, асинхронних Zeад і синхронних Zесд двигунів, а також інших типів навантажень Zen.

Указаний підхід дозволяє отримати на основі узагальнених схем елементів першого рівня реальну схему системи електропостачання першого рівня. При цьому застосування методу еквівалентування дозволяє здійснювати перехід від реальної схеми до узагальненої і навпаки. Для приведення параметрів реальної схеми до параметрів узагальненої схеми здійснюється їхнє еквівалентування [76]:

а) для кабельних і повітряних ліній

$$R_{\Sigma}^{к(в)} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{к(в)}} R_i \left( \frac{I_{ВВ}}{z_{in} \sum_{i=1}^n \frac{1}{z_{in}}} \right)^2}{I_{ВВ}^2}, \quad (4.63)$$

$$X_{\Sigma}^{K(B)} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{K(B)}} X_i \left( \frac{I_{BB}}{z_{in} \sum_{i=1}^n \frac{1}{z_{in}}} \right)^2}{I_{BB}^2}, \quad (4.64)$$

де  $R_{K(B)}$ ,  $X_{K(B)}$  — еквівалентні опори кабельних (повітряних) ліній;  $R_i$ ,  $X_i$  — опори  $i$ -ї лінії, що відходить;  $I_{BB}$  — еквівалентний струм введення; — сумарний опір  $i$ -го приєднання;  $n_{K(B)}$  — число кабельних (повітряних) ліній.

б) для трансформаторів і двигунів

$$R_{\Sigma}^{T(D)} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{T(D)}} R_{T(D)i} S_{T(D)iном}^2}{\sum_{i=1}^{n_{T(D)}} S_{T(D)iном}^2}, \quad (4.76)$$

$$X_{\Sigma}^{T(D)} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{T(D)}} X_{T(D)i} S_{T(D)iном}^2}{\sum_{i=1}^{n_{T(D)}} S_{T(D)iном}^2}, \quad (4.65)$$

де  $R_{T(D)}$ ,  $X_{T(D)}$  — еквівалентні активні й індуктивні опори силового трансформатора або двигуна відповідно;  $R_{T(D)i}$  і  $X_{T(D)i}$  — відповідно активні й індуктивні опори  $i$ -го електроприймача (двигуна або трансформатора), визначені з урахуванням їх реального завантаження, що є випадковою величиною;  $S_{T(D)iном}$  — номінальна потужність  $i$ -го трансформатора або двигуна.

Облік зміни параметрів двигунів і трансформаторів у разі зміни їх завантаження здійснюється з використанням формули:

$$Z_{T(D)} = K_{ZT(D)}^2 Z_{T(D)ном}, \quad (4.66)$$

де — коефіцієнт завантаження трансформатора або двигуна.

Облік випадкового характеру зміни коефіцієнта завантаження устаткування РМ здійснювався з інтегральною ймовірністю, що дорівнює 0,95, з урахуванням його математичного очікування  $M$  і коефіцієнта варіації  $V$ , отриманих за результатами аналізу законів розподілу вірогідності його можливих значень за формулою:

$$K_{3T(д)} = M \left[ K_{3T(д)} \right] \cdot (1 + 2V_{K_{3T(д)}}). \quad (4.67)$$

Облік нелінійності і пофазного відмінності параметрів елементів різного рівня системи електропостачання міста здійснювався шляхом пофазного розрахунку параметрів для кожної з гармонійних складових, визначуваних з урахуванням реального характеру їх нелінійних вольт-амперних характеристик у вигляді:

$$\begin{aligned} Z_{A1ikn} &= R_{A1ikn} + jX_{A1ikn}, & \overset{\bullet}{U}_{Aikn} &= \overset{\bullet}{U}_{A0ikn} + \overset{\bullet}{U}_{A1ikn} + \overset{\bullet}{U}_{A2ikn} \\ Z_{B1ikn} &= R_{B1ikn} + jX_{B1ikn}, & \overset{\bullet}{U}_{Bikn} &= \overset{\bullet}{U}_{B0ikn} + \overset{\bullet}{U}_{B1ikn} + \overset{\bullet}{U}_{B2ikn} \\ Z_{C1ikn} &= R_{C1ikn} + jX_{C1ikn}, & \overset{\bullet}{U}_{Cikn} &= \overset{\bullet}{U}_{C0ikn} + \overset{\bullet}{U}_{C1ikn} + \overset{\bullet}{U}_{C2ikn} \\ Z_{A2ikn} &= R_{A2ikn} + jX_{A2ikn}, & \overset{\bullet}{I}_{Aikn} &= \overset{\bullet}{I}_{A0ikn} + \overset{\bullet}{I}_{A1ikn} + \overset{\bullet}{I}_{A2ikn} \\ Z_{B2ikn} &= R_{B2ikn} + jX_{B2ikn}, & \overset{\bullet}{I}_{Bikn} &= \overset{\bullet}{I}_{B0ikn} + \overset{\bullet}{I}_{B1ikn} + \overset{\bullet}{I}_{B2ikn} \\ Z_{C2ikn} &= R_{C2ikn} + jX_{C2ikn}, & \overset{\bullet}{I}_{Cikn} &= \overset{\bullet}{I}_{C0ikn} + \overset{\bullet}{I}_{C1ikn} + \overset{\bullet}{I}_{C2ikn} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{A0ikn} &= R_{A0ikn} + jX_{A0ikn}, \\ Z_{B0ikn} &= R_{B0ikn} + jX_{B0ikn}, \\ Z_{C0ikn} &= R_{C0ikn} + jX_{C0ikn}, \end{aligned} \quad (4.68)$$

де  $Z_{A1ikn}$ ,  $Z_{B1ikn}$ ,  $Z_{C1ikn}$  — повні опори прямої послідовності фаз А, В і З окремих елементів системи електропостачання;  $R_{A1ikn}$ ,  $R_{B1ikn}$ ,  $R_{C1ikn}$  — активні складові повних опорів прямої послідовності фаз елементів;  $X_{A1ikn}$ ,  $X_{B1ikn}$ ,  $X_{C1ikn}$  — індуктивні складові повних опорів прямої послідовності фаз;  $i$  — номер електроприймача;  $k$  — номер рівня системи електропостачання;  $n$  — номер гармонійної складової;  $U_{Aikn}$ ,  $U_{Bikn}$ ,  $U_{Cikn}$  — напруги на елементах системи електропостачання;  $U_{A0ikn}$ ,  $U_{B0ikn}$ ,  $U_{C0ikn}$  — нульові складові  $n$ -ї гармоніки фазної напруги  $i$ -го елемента  $k$ -го рівня;  $U_{A1ikn}$ ,  $U_{B1ikn}$ ,  $U_{C1ikn}$  — складові прямої послідовності  $n$ -ї гармоніки фазної напруги  $i$ -го елемента  $k$ -го рівня;  $U_{A2ikn}$ ,  $U_{B2ikn}$ ,  $U_{C2ikn}$  — складові зворотної послідовності  $n$ -ї гармоніки фазної напруги  $i$ -го елемента  $k$ -го рівня;  $I_{Aikn}$ ,  $I_{Bikn}$ ,  $I_{Cikn}$  — струми елементів системи електропостачання;  $I_{A0ikn}$ ,  $I_{B0ikn}$ ,  $I_{C0ikn}$  — нульові складові  $n$ -ї гармоніки фазних струмів  $i$ -го елемента  $k$ -го рівня;  $I_{A1ikn}$ ,  $I_{B1ikn}$ ,  $I_{C1ikn}$  — складові прямої послідовності  $n$ -ї гармоніки фазних струмів  $i$ -го елемента  $k$ -го рівня;  $I_{A2ikn}$ ,  $I_{B2ikn}$ ,  $I_{C2ikn}$  — складові зворотної послідовності  $n$ -ї гармоніки фазних струмів  $i$ -го елемента  $k$ -го рівня.

## 5 ОПТИМІЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ІЗ ВДТ

### 5.1 Основні положення

Основна мета оптимізації визначення умов оптимального функціонування СЕП міст. Предметом дослідження є характеристики СЕП, визначувані її параметрами і режимами.

Відповідно до цього завдання оптимізації режимів СЕП міст зводиться до визначення таких її параметрів, яким відповідають максимум ефективності при заданих критеріях. Їй відповідає мінімізація функції, що є сумою експлуатаційних витрат на виробництво, передачу, розподіл і перетворення параметрів і виду ЕЕ, а також супутніх витрат, пов'язаних із надійністю і якістю електропостачання споживачів, забрудненням атмосфери і ґрунту. У цілому завдання оптимізації режимів роботи СЕП міст зводиться до визначення функціонала вигляду

$$\min f(\bar{Z}), \quad (5.1)$$

де  $Z$  — вектор параметрів режиму СЕП (активних і реактивних навантажень, модулів і фаз напруги і струмів у вузлах мережі, коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів, уставок регулювальних і компенсувальних пристроїв тощо).

Отримуване в результаті оптимізації рішення повинне задовольняти умовам сталого режиму, що враховуються у вигляді обмежень

$$W_k(Z) = 0, \quad k = \overline{1, K}, \quad (5.2)$$

де  $W_k$  — вектор-функція розмірністю  $k$ ;  $K$  — кількість незалежних рівнянь сталого режиму.

Крім того, оптимальний режим має бути допустимим за умовами роботи устаткування і мереж, технічними можливостями регулювальних і компенсувальних пристроїв. Наявність вказаних обмежень свідчить про умовність завдання оптимізації. Вказані вище обмеження можуть бути враховані використанням нерівностей вигляду

$$W_j(\bar{Z}) \geq 0, \quad j = \overline{1, J}, \quad (5.3)$$

де  $W_j$  — вектор-функція розмірністю  $j$ ;  $J$  — загальна кількість обмежень.

У загальному вигляді розглянуті умови можуть бути записані у вигляді

$$\begin{aligned} \bar{Z}_{\min} \leq \bar{Z} \leq \bar{Z}_{\max}; \\ \varphi(Z)_{\min} \leq \varphi(Z) \leq \varphi(Z)_{\max} \end{aligned} \quad (5.4)$$

де  $\bar{Z}$  — вектор-функція  $Z$ , характер якої визначається прийнятим критерієм оптимізації.

Відповідно до існуючого завдання вектор параметрів може бути розділений на три вектори

$$\vec{Z} = \begin{pmatrix} \vec{Z}_3 \\ \vec{Z}_n \\ \vec{Z}_n \end{pmatrix}, \quad (5.5)$$

де  $\vec{Z}_3$  — вектор залежних параметрів, визначуваних порядком рівняння сталого режиму  $W(Z) = 0$ ;  $\vec{Z}_n$  — вектор незалежних параметрів, до складу яких входять параметри режиму, зміною яких здійснюється його оптимізація (потужності і напруги на шинах джерел живлення, коефіцієнти трансформації трансформаторів ТП тощо);  $\vec{Z}_n$  — вектор заданих параметрів режиму, що залишаються постійними в процесі оптимізації (потужності навантажень, схеми мережі, параметри устаткування тощо). Зважаючи на складність і взаємозв'язок параметрів  $Z_n$ ,  $Z_3$  і  $Z_n$ , поданих у вигляді неявної вектор-функції

$$W_k(\vec{Z}_3, \vec{Z}_n, \vec{Z}_n) = 0, \quad (5.6)$$

отримаємо математичне формулювання завдання оптимізації режимів СЕП міст у вигляді

$$\min f(\vec{Z}) = \min f(\vec{Z}_3, \vec{Z}_n, \vec{Z}_n), \quad (5.7)$$

за

$$\begin{aligned} W_k(\vec{Z}_3, \vec{Z}_n, \vec{Z}_n) &= 0; \\ \vec{Z}_n \min &\leq \vec{Z}_n \leq \vec{Z}_n \max; \\ \vec{Z}_3 \min &\leq \vec{Z}_3 \leq \vec{Z}_3 \max; \\ \varphi(\vec{Z}) \min &\leq \varphi(\vec{Z}_3, \vec{Z}_n, \vec{Z}_n) \leq \varphi(\vec{Z}) \max \end{aligned} \quad (5.8)$$

У цьому вигляді завдання зводиться до вирішення (5.7) за заданого загального вигляду цільової функції і обмеженнях у вигляді рівностей і нерівностей. У процесі вирішення необхідно визначити параметри, які однозначно визначають структуру (параметри керування) і стан системи (параметри режиму), коло «можливих» варіантів системи (тобто накласти обмеження на параметри, що стабілізуються), критерії і цільову функцію встановлення найкращого варіанта, вибрати метод оптимізації.

Ураховуючи багатопараметричність завдання, (5.1) може бути вирішена методами математичного програмування, згідно з якими функція кожного і -го параметра режиму задається на безлічі  $D$ , що належить простору параметрів  $R_n$ , тобто  $\vec{Z} \in D$ . У цих умовах завдання математичного моделювання зводиться до знаходження точки  $\vec{Z} = \{\vec{Z}_1, \vec{Z}_2, \dots, \vec{Z}_n\}$ , яка задовольняє умовам



2

де  $D$  визначається як безліч вирішення системи нерівностей і рівнянь

$$f_i\{Z_1, Z_2, \dots, Z_n\} \leq 0, \quad i = \overline{1, m};$$

$$f_k \{Z_1, Z_2, \dots, Z_n\} = 0, \quad K = \overline{1, 1}.$$

У загальному вигляді формалізація завдання оптимізації режимів роботи СЕП міст зводиться до такого [2, 3, 21, 40, 70, 92, 93]: визначити координати вектора незалежних змінних (5.1), за яких критерій оптимальності, що є сумою цих змінних, має екстремальне значення

$$F(Z_H) \rightarrow \text{extr}$$

за умови позитивної визначеності тих, що становлять вектор змінних (5.5), і виконанні обмежень, заданих у формі (5.8), тобто за умови приналежності вектора змінних допустимій області параметрів.

Оптимізація режимів СЕП у цьому випадку може вестися шляхом спрямованого перебору варіантів, що відрізняються схемами мережі, законами регулювання напруги в центрах живлення, положеннями відгалужень трансформаторів ТП, параметрами і місцями установлення додаткових засобів місцевого регулювання напруги. Для вирішення завдання на сучасному етапі потрібне розроблення методологічних принципів моделювання режимів РМ, а також основ їхнього практичного застосування і критеріїв оцінки. СЕП міст як об'єкти оптимізації характеризуються значною різноманітністю станів і властивостей, що визначає високий рівень складності оптимізаційної моделі. Для її вирішення необхідно мати кількісний показник — цільову функцію, екстремум якої і відповідатиме оптимальним умовам.

Складність завдання регулювання напруги в СЕП міст у поєднанні з її багатогранністю зумовили необхідність одночасного обліку великої кількості критеріїв: соціальних, економічних, екологічних, технічних та інших, таких, що здебільшого не зводяться до одного з них. У цих умовах розв'язання задачі зводиться до пошуку узагальненого рішення, що задовольняє усі показники. У такому разі пошук узагальненого критерію оптимальності полягає у формуванні функції, екстремальне значення якої відповідає найбільш ефективному рішення.

$$F = f(f_1(\vec{Z}), f_2(\vec{Z}), \dots, f_n(\vec{Z}))$$

У зв'язку з різноманіттям цілей у цих умовах доводиться мати справу з декількома різними цільовими функціями,  $f_1(\vec{Z}), f_2(\vec{Z}), \dots, f_n(\vec{Z})$ , екстремуми яких

взагалі не співпадають, що означає неможливість спільного і повного задоволення одночасно усіх цілей. У такому випадку рішення приймаються на основі деяких компромісів, що забезпечують часткове задоволення окремих цілей. Для подібних випадків у сучасній теорії не існує чіткого методу опису найкращого рішення з точки зору повного обліку усіх цілей і критеріїв. Пошук оптимального рішення у такому разі здійснюється на основі не цілком суворих, але таких, що добре зарекомендували себе, методів оптимізації: одноцільової з обмеженнями, переважних критеріїв і вагових коефіцієнтів [21,70].

Найбільшого поширення для оптимізації режимів СЕП різного призначення набув метод одноцільової оптимізації з обмеженнями, при застосуванні якого усі цілі, окрім однієї, головної, замінюються обмеженнями, тобто фіксуються на певному рівні, що визначає міру задоволення цієї конкретної мети [3, 19]. Як головна мета найчастіше приймається економічність, як обмеження — надійність і якість електропостачання [5]. Застосування методу в умовах СЕП міст, що характеризуються нелінійним характером показників надійності й якості, мало ефективно.

Метод переважних критеріїв [5] є розвитком методу однокритерійної оптимізації. Він застосовується під час імовірнісного і невизначеного завдання інформації і припускає фіксацію допустимої безлічі рішень за усіма критеріями і оптимізації по головному з них. У результаті виходить безліч оптимальних рішень, що мають однакову ймовірність. Неоднорідність, що вийшла, розкривається шляхом послідовного розрахунку для кожного з критеріїв. Маючи більшу чіткість рішення цей метод не дозволяє однозначно визначити міру важливості кожного з критеріїв і вимагає великого об'єму обчислень.

Зважаючи на вищевикладене, у цій роботі для формування узагальненого критерію ефективності здійснено згортання векторного критерію шляхом адитивного обліку всіх приватних критеріїв і подання узагальненого критерію у вигляді лінійної комбінації:

$$F(\vec{Z}) = \sum_{i=1}^n \vec{f}_i(\vec{Z})\gamma_i \quad (5.13)$$

де  $\gamma_i$  — ваговий коефіцієнт.

В основу методу покладено уявлення про те, що різні цілі можна порівняти у вигляді чисельних стосунків, коли одну мету можна записати в розмірності іншої. В основі методу вагових коефіцієнтів полягають ідеї кваліметрії — системи прийомів, заснованих на чисельній сумарності якостей предметів, що не завжди здійснимо. Наприклад, збиток здоров'ю людини і природі від шкідливих викидів в атмосферу не можна виміряти тільки в у грошових одиницях, так само не можна виміряти в грошових одиницях збиток від зниження надійності й якості електропостачання комунально-побутових

споживачів. Це значно обмежує сферу застосування методу.

Отже, у роботі була здійснена спроба розвитку теорії і методів оптимізації в умовах багатокритерійності завдання на основі вдосконалення методу вагових коефіцієнтів щодо подолання чисельної несумарності окремих критеріїв, а також їхнього чіткішого ранжування. Це було досягнуто шляхом їхньої нормалізації, тобто приведення до безрозмірного вигляду у поєднанні із застосуванням методу експертних оцінок для визначення чисельних значень коефіцієнтів.

Крім того, враховуючи те, що вектор параметрів режиму  $\vec{Z}$  є сукупністю великої кількості залежних  $f_i(\vec{Z})$   $\vec{Z}_3$ , і незалежних  $\vec{Z}_n$  параметрів, кожен з яких є функцією часу, здійснена інтегральна оцінка режимів СЕП.

## 5.2 Урахування інтегрального характеру критеріїв

Кожна з розглянутих раніше критерійних функцій  $f_i(\vec{Z})$  є складною функцією часу, режимів і параметрів СЕП. Їхня кількісна оцінка здійснюється за допомогою низки показників, кожен із яких, зі свого боку, є складною функцією часу, режимів і параметрів СЕП. Отже, ураховуючи багатопараметричність завдання в роботі запропоновані інтегральні критерії оцінки економічності, надійності й якості електропостачання, що є квадратичними функціями відповідних показників.

Ґрунтуючись на дослідженнях П. Ааере [54], а також низки інших авторів [26, 36, 38, 41] з достатньою точністю витрати від зниження надійності й якості електропостачання прийняті пропорційними середньому квадрату відхилень показників від їх номінального значення. На цій підставі критерійні функції кожного і-го показника економічності, надійності й якості подані у вигляді другого початкового моменту розподілу показників у часі

$$\varphi_{ik} = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} [\Pi(t)]^2 dt, \quad (5.14)$$

де  $\Pi(t)$  — зміни в часі значення показника;  $T$  — період спостереження.

Для розгалуженої мережі значення показника додатково «зважується» за потужністю  $P_i$

$$\varphi'_{ik} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{P_i}{T} \int_t^{t+T} [\Pi(t)]^2 dt}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (5.15)$$

Зміна показників у часі врахована їх «зважуванням» за споживаною ЕЕ

$$\varphi_{ik}'' = \frac{\int_t^{t+T} [\Pi(t)]^2 p(t) dt}{\int_t^{t+T} p(t) dt}. \quad (5.16)$$

Застосування розроблених моделей дозволяє виконувати кількісну оцінку режимів роботи СЕП міст за векторним критерієм, що об'єднує показники приведених витрат, надійності й якості електропостачання споживачів з урахуванням їхньої невизначеності.

Для оцінки надійності й якості функціонування СЕП міст, ураховуючи багатопараметричність завдання, запропоновані інтегральні критерії, що є квадратичними функціоналами відповідних показників

$$\vec{f}_{n(k)} = \int_0^{T_{n(k)}} \sum_i \gamma_{in(k)} \varphi_{in(t)}^{-2}(t) dt, \quad (5.17)$$

де  $\gamma_{in(k)}$  — ваговий коефіцієнт  $i$ -ої критерійної функції надійності (або

якості) електропостачання;  $\varphi_{n(k)(t)} = \frac{\varphi_{inn(k)} \cdot \varphi_{in(k)зад}}{\varphi_{inn(k)зад}}$  — критерійна функція  $i$ -го

показника надійності (або якості);  $T$  — час спостереження;  $n_{n(k)}$  — кількість певних показників надійності (або якості, що розглядаються);  $\varphi_{in(k)}$ ,  $\varphi_{in(k)зад}$  — математичне очікування поточного і заданого значення  $i$ -го показника надійності (або якості) електропостачання.

### 5.3 Урахування невизначеності і чисельної несумірності критеріїв

Визначення ефективності функціонування СЕП міст припускає сукупну оцінку показників економічності, надійності й якості електропостачання споживачів. До недавнього часу ця оцінка здійснювалася шляхом мінімізації цільової функції приведених витрат на експлуатацію мережі у разі дотримання обмежень щодо надійності й якості [5]. За такого підходу технічні рішення, залишаючись рівноцінними за величиною приведених витрат, відрізняються чисельним значенням показників надійності й якості. В умовах незначного впливу показників надійності й якості на техніко-економічні показники мереж і підключених до них електроприймачів, це не вносило істотної похибки до розрахунків. Сьогодні, у зв'язку із збільшеними вимогами споживачів до надійності й якості електропостачання, оцінка ефективності режимів СЕП по мінімуму економічних витрат, за обмежень щодо надійності й якості, вже не може вважатися прийнятною через неможливість повноцінного кількісного порівняння варіантів. Тим самим, до розрахунків вноситься елемент невизначеності, що істотно знижує достовірність отримуваних результатів.

Особливо наочно це проявляється під час оцінки якості напруги, за якої через дискретність шкали перерізу дротів і кабелів, а також додань напруги споживчих трансформаторів, розрахункові відхилення напруги завжди відрізняються від допустимих і для різних варіантів можуть мати різні значення, за однакового дотримання обмежень на якість енергії. Крім того, урахування якості напруги тільки у «крайніх» споживачів, обумовлює те, що у основної їх маси якість енергії не оцінюється взагалі.

Кількісне врахування показників надійності й якості електропостачання споживачів, шляхом введення в цільову функцію збитків від зниження надійності й якості електропостачання, зроблене низкою авторів [1, 26, 36], не дало очікуваних результатів у зв'язку з неоднозначністю величини вказаних збитків. Статистичні дослідження режимів роботи СЕП міст, виконані автором у руслі робіт кафедри «Систем електропостачання та електроспоживання міст» ХНУМГ ім. О. М. Бекетова [7, 27, 28], свідчать про широкі межі зміни показників надійності й якості електропостачання міст із року в рік, залежно від погодно-кліматичних, соціально-економічних та інших умов. Крім того, варіація показників для різних енергосистем відрізняється значно, іноді у декілька разів. Причина такої різниці полягає у відмінності складу і режимів роботи споживачів, невизначеності кількості і тривалості відхилень показників надійності і якості електропостачання.

Загальний збиток від зниження надійності або якості електропостачання споживачів, вимірюваний, як правило, у вигляді множення питомого збитку на величину неякісної ЕЕ, може коливатися в значних межах і є невизначеною величиною. Цьому значно сприяє також відсутність досить обґрунтованого підходу до визначення величини питомого збитку в комунально-побутовому секторі. Виконані авторами розрахунки довели, що значення питомих збитків у містах залежать від великої кількості соціальних і економічних чинників, що визначають рівень електрифікації, складу і режимів роботи електроприймачів. Наприклад, питомий збиток від зниження надійності й якості зовнішнього освітлення невеликих і середніх міст складає до 0,1 грн/кВт×год, а для великих і найбільших — понад 0,5 грн/кВт×год. Аналогічно збиток на міському електротранспорті складає відповідно до 0,15-0,20 грн/кВт×год і 0,6-0,8 грн/кВт×год, на підприємствах молочної промисловості 0,10-15 грн/кВт×год і 0,15-0,20 грн/кВт×год. [29]. У цілому величини збитків для конкретних об'єктів і міст, можуть значно відрізнятися один від одного. Причина цього полягає в неможливості однозначного визначення об'єму, виду і вартості не реалізованих послуг, які залежать від місця, моменту і тривалості відхилення параметра надійності або якості. Отже, загальний збиток у СЕП міст може знаходитися в значних межах і є, по суті, невизначеним чинником, що значно розширює

область оптимальних рішень. Це ускладнює операції з критеріями і кількісне порівняння різних варіантів, тому в стохастичній, і тим більше, у детермінованій постановці, подібне завдання вирішене не може бути.

Для кількісної оцінки схем і режимів роботи СЕП міст у роботі застосований векторний критерій, що містить показники економічності, екологічності, соціальної значущості, надійності й якості електропостачання споживачів. Крім того, оптимізація режимів СЕП здійснюється комплексно за усіма показниками, включаючи витрату палива на електричних станціях, втрати ЕЕ в мережах тощо. При цьому зважаючи на стохастичний характер залежності питомих показників економічності якості й надійності від великої кількості чинників, що істотно знижують достовірність отримуваних результатів, усі показники розглядалися як невизначені величини. З метою приведення у відповідність одиниць виміру і порядку величин приватних критеріїв, у роботі здійснено їх нормування за Севиджою [192, 216]:

$$\bar{f}_i = \frac{f_{i\max} - f_i}{f_{i\max} - f_{i\min}}, \quad (5.18)$$

де  $\bar{f}_i$  — нормоване значення  $i$ -го критерію;  $f_i$  — інтегральне значення  $i$ -го критерію;  $f_{i\max}$ ,  $f_{i\min}$  — максимальне і мінімальне значення  $i$ -го критерію.

При цьому нормування критеріїв, у зв'язку з виключенням питомих збитків, може розглядатися як звуження області невизначеності середовища, викликаного відмінністю збитків для різних груп споживачів і здійснення переходу до оцінки ефективності функціонування СЕП міст за допомогою інтегральних критеріїв.

#### 5.4 Вибір складу параметрів, що оптимізуються

Склад параметрів, що оптимізуються, у більшості відомих робіт обмежується традиційними параметрами. Це число і потужність трансформаторів [21], потужність підстанцій глибокого вводу [3], перерізи кабельних і повітряних ліній. Урахування складу і значення параметрів режиму під час проведення оптимізаційних розрахунків у відомих роботах не розглядалися. Це вносить деяку невизначеність до завдання управління режимами роботи СЕП міст, і знижує ефективність отриманих при цьому рішень. Як свідчать результати численних досліджень [3, 7, 40—42], кількісна оцінка і одночасний облік усіх параметрів СЕП міст істотно ускладнені, зважаючи на їх значну кількість, складність опису і невизначеність кількісних характеристик окремих з них. Вони відбивають взаємні зв'язки СЕП міст і внутрішні зв'язки її підсистем. При цьому склад параметрів, що враховуються,

визначається характером вирішуваних завдань, тому рішенням задачі оптимізації структури СЕП міст, є параметри, що характеризують властивості і структуру СЕП та її підсистем.

При оптимізації режимів роботи СЕП міст ними є параметри поточкорозподілу, а також параметри, що визначають надійність і якість електропостачання. Вони є основою інформаційного забезпечення процесу оптимізації і входять до складу усіх моделей (техніко-економічних, топологічних, інформаційних). Загальні вимоги до складу параметрів оптимізації [21] формулюються у такий спосіб:

- повнота характеристики структури СЕП;
- характеристика істотних властивостей СЕП;
- мінімізація складу параметрів.

Маючи на увазі оптимізацію структур і режимів роботи СЕП міст, а також їх підсистем, визначений такий склад параметрів, що оптимізуються:

- значення напруги підсистем  $U_i$ ;
- значення навантаження вузлів навантажень підсистем  $P_{ni}$ ;
- кількість елементів СЕП (джерел живлення  $n_{дж}$ , вузлів навантажень мережі  $n_{унрм}$ , число підсистем тощо);
- розташування елементів СЕП (географічні координати ліній і підстанцій);
- характеристика ліній (кількість ліній  $n_{л}$ , перерізи ліній  $F_{л}$ , тип лінії — КЛ, ПЛ);
- характеристика споживачів (кількість вузлів, характеристика ліній, потужність навантажень  $P_n$ );
- характеристика регулювальних пристроїв (потужність  $S_p$ , напруга живлення  $U_p$ , додання напруги ( $\Delta U_p$  тощо).

Загальні вимоги, що висуваються до набору критеріїв оптимізації, є такими [3]: повнота (можливість кількісної оцінки усіх сформульованих цілей), дієвість (сприяння ухваленню однозначного рішення), розкладність (можливість розподілу процесу рішення на частини), ненадмірність (відсутність дублювальних оцінок), достатність (мінімізація розмірності вирішуваного завдання). У своїй сукупності набір критеріїв повинен характеризувати систему з точки зору її «результативності» і «корисності». Їх конкретний зміст визначається основним призначенням СЕП.

Вибір складу критеріїв є ключовою проблемою побудови оптимізаційних моделей. До теперішнього часу ця проблема вирішувалася використанням критерію оптимальності мінімуму загальногосподарських витрат на виробництво і передачу ЕЕ у разі задоволення вимог ДСТУ до якості і надійності електропостачання [21]. Це пояснюється наявністю економічних

шкіл, що прагнуть звести оцінку до грошового виміру, що в основі своїй припускають можливість зведення усіх витрат до такого виміру, який дозволяє однаково їх оцінювати і звести процедуру оптимізації до двох основних показників:

- визначенню економічного ефекту за мінімуму витрат;
- максималізації ефекту за заданої кількості ресурсів.

В основі вказаних положень полягає те, що відношення до вказаних дій характеризує найбільш суттєві властивості СЕП і це дає підстави розглядати їх як критерій ефективності. Подібне тлумачення ефективності не враховує низки істотно важливих властивостей, властивих СЕП міст (екологічних, соціальних тощо), що обумовлює наявність невизначеності під час оцінки їх режимів і призводить у низці випадків до незадовільних, нерідко протилежних результатів.

## 5.5 Вибір складу критеріїв

### 5.5.1 Обґрунтування загального вигляду критерійної функції

СЕП міст є основним елементом систем міського господарства. Вони складають основу дії усіх підсистем СЕП. Високі темпи розвитку технічних засобів, зростання складності і різноманіття техносфери міст створили безліч труднощів, більшість з яких нині зросли до рівня проблем (екологічних, соціальних тощо). Багато в чому причини їх криються в застосуванні приватних підходів, тому сьогодні усе більш зрозумілим стає необхідність цілісного охоплення різних технічних завдань, розуміння того, що їх суть полягає в задоволенні різного роду потреб. У цьому сенсі функціонування СЕП міст є однією із складових процесу задоволення потреб в ЕЕ, і за допомогою її в інших видах енергії (теплової, світлової, механічної тощо). Отже, спонукальним мотивом будь-яких змін у СЕП міст має бути прагнення збільшити можливості задоволення потреб людини. Ця обставина робить необхідним облік усіх явищ, супутніх цьому процесу, оскільки людина, біосфера і техносфера усе більше перетворюються на замкнутий комплекс, який не лише функціонує завдяки людині, але і одночасно, прямо або побічно, впливає на неї. Це вимагає визнання більшої широти цієї проблеми, що охоплює інтереси не лише людини, але і суспільства в цілому. Зважаючи на це, методичною основою досліджень, що проводяться у межах цього розділу, стало застосування системного підходу до оптимізації режимів СЕП міст, заснованого на комплексному дослідженні СЕП з урахуванням процесів виробництва, передачі і розподілу, а також перетворення параметрів і виду ЕЕ. Ураховуючи наявність різних, часто суперечливих цілей, для кожної із сторін



технологічного процесу зазначене завдання не може бути вирішене у межах одного критерію.

Оскільки головне значення СЕП міст полягає в задоволенні потреби в ЕЕ і, пов'язаних з нею, інших видах енергії і послугах, їх корисність може бути охарактеризована двома головними критеріями — надійністю й якістю електропостачання споживачів. Зниження їх нижче певного рівня, істотно зменшує споживчі властивості ЕЕ, а у низці випадків робить її застосування взагалі неможливим. Цілком зрозуміло, що вказані критерії мають враховуватися під час оцінювання властивостей СЕП міст. У своїй основі вони визначають економічність СЕП міста, з одного боку, соціальні, екологічні й інші наслідки електропостачання — з другого.

Таким чином, задоволення потреби населення в ЕЕ не є єдиною і глобальною метою, а лише способом забезпечення його існування, тому, функціонування СЕП міст має бути підпорядковане загальній глобальній меті — забезпеченню умов існування людини в замкнутому просторі, що утворюється людиною, біосферою і техносферою. У цих умовах облік замкнутості екосфери міст зобов'язав до пошуку технічних рішень, що враховують критерій соціально-технічної і екологічної адекватності. У зв'язку з цим, принциповою основою формування критеріїв оптимального функціонування СЕП міст у цій роботі прийняті загальні завдання розвитку глобальної системи міського господарства.

Формування критеріїв оптимізації здійснене тут у вигляді сукупності цілей СЕП, як необхідного результату їх діяльності, що має якісне і кількісне визначення, витікаючи з перспективних і поточних потреб суспільства. Різноманіття різних аспектів діяльності СЕП відбите в змісті її цілей: соціальних, економічних, технічних, екологічних і інших. При цьому варто враховувати діалектичну властивість і взаємозв'язок цілей. У своїй сукупності економічні, соціальні і технічні цілі конкретизуються системою цілей, яка забезпечує реалізацію певної цільової функції. У зв'язку з ієрархічністю системи управління вона забезпечується співзалежністю цілей, об'єднаних поняттям дерева цілей. Ураховуючи наявність різних, багато в чому суперечливих, цілей оптимальне рішення характеризується декількома цільовими функціями, екстремуми яких у загальному вигляді не співпадають. Це означає, що їх спільне і повне задоволення неможливе. У такому разі ухвалення рішення здійснюється тільки на підставі компромісів, коли певна мета задовольняє лише частково [92].

Аналіз вищевикладеного свідчить про те, що завдання оптимізації режимів роботи СЕП міст є багатоцільовим. Її зміст передбачає наявність великої кількості критеріїв. Аналіз публікацій [1, 3, 5, 21], дозволяє виділити

систему критеріїв, які у своїй сукупності забезпечують комплексну оцінку режимів роботи СЕП міст. Це соціальний, економічний, технічний і екологічний критерії. При цьому, враховуючи несумірність, або неспівпадання, а нерідко, і суперечність цілей — соціальний, економічний і екологічний критерії використані в цільовій функції, а технічний, зважаючи на його однозначність — у вигляді обмежень.

У результаті цільова функція оптимізації режимів СЕП міст подана у вигляді:

$$F = \vec{f}_{e.ekon} + \vec{f}_{e.ekol} + \vec{f}_{e.soc} \quad \forall f_{e.техн.мах} \leq f_{e.техн} \leq f_{e.техн.мах} \quad (5.19)$$

де  $\vec{f}_{e.ekon}$ ,  $\vec{f}_{e.ekol}$ ,  $\vec{f}_{e.soc}$ ,  $f_{e.техн.мах}$ ,  $f_{e.техн}$  — вектори економічної, екологічної, соціальної і технічної ефективності, відповідно. Формалізація опису вказаних критеріїв і складає основу розробки критеріїв оптимізації, що виконується в наступних підрозділах.

### 5.5.2 Критерій економічної ефективності

У відомій літературі з енергетики [3, 5, 21, 43, 45, 67] основним і єдиним критерієм ефективності рішень, що приймаються, визнається величина приведених витрат, хоча і відзначається його неповнота. У цій роботі приведені витрати розглядаються як критерій економічної ефективності СЕП, у поєднанні з соціальним і екологічним критеріями. Крім того, на відміну від відомих робіт, у цій роботі приведені витрати розглядаються не як одиничний обмежений критерій, а як складний, такий, що об'єднує капітальні витрати, експлуатаційні витрати, надійність і якість електропостачання споживачів. Оцінка режимів роботи СЕП ведеться комплексно, за усіма показниками одночасно, і для усієї СЕП міст у цілому від джерела живлення до електроприймачів. Це створює умови для глобальної оптимізації режимів роботи СЕП.

Як відомо, сучасні СЕП міст є достатньо складними електротехнічними комплексами. До кількості споживачів СЕП входять житлові і громадські будівлі, організації охорони здоров'я, культури, науки і освіти, підприємства промислового і комунально-побутового призначення, яких відрізняє велика різноманітність параметрів і режимів роботи, тому визначення умов оптимального функціонування СЕП міст представляє зараз доволі складне і трудомістке завдання, пов'язане з необхідністю обліку великої кількості взаємозв'язаних чинників. До сьогодні це завдання вирішувалося шляхом мінімізації цільової функції приведених витрат на експлуатацію мереж, у разі дотримання обмежень із надійності й якості [5]. В умовах незначного впливу показників на техніко-економічні показники мереж і, підключених до них

електроприймачів, це не вносило істотної похибки до розрахунків. Зараз, у зв'язку із збільшеними вимогами споживачів до надійності й якості електропостачання, оптимізація режимів роботи СЕП міст по мінімуму загальногосподарських витрат, за обмежень по надійності й якості електропостачання, не може вважатися прийнятною у зв'язку з неможливістю повноцінного кількісного порівняння варіантів СЕП.

Причини вказаних відмінностей полягають у відмінності складу і режимів роботи споживачів, невизначеності кількості і тривалості інтервалів відхилень показників надійності й якості в реально діючих мережах від їх нормованих значень. Отже, збитки від зниження надійності й якості електропостачання споживачів є невизначеними величинами. До речі значення цільової функції оптимізації знаходяться усередині інтервалу достатньо великої ширини, що істотно ускладнює вибір оптимальних рішень. Викладене робить необхідним відмову від використання в цільовій функції оптимізації показників однієї розмірності і формування її на основі комплексу показників, що характеризують ефективність і корисність СЕП. Отже, ураховуючи, що основне призначення СЕП міст полягає в ефективному постачанні ЕЕ її споживачів, оцінка економічної ефективності роботи СЕП у цій роботі здійснена за векторним критерієм, що включає показники економічності, надійності й якості електропостачання. З урахуванням вищевикладеного критерійна функція економічної ефективності СЕП міст подана у вигляді:

$$\bar{f}_{\text{е.екон.}} = \bar{f}_{\text{е}} + \bar{f}_{\text{н}} + \bar{f}_{\text{к}} \quad (5.20)$$

де  $\bar{f}_{\text{е.екон.}}$  — узагальнений критерій економічної ефективності СЕП;  $\bar{f}_{\text{е}}, \bar{f}_{\text{н}}, \bar{f}_{\text{к}}$  — приватні критерії економічності, надійності й якості електропостачання, відповідно.

#### 5.5.2.1 Критерій економічності

Як критерій економічності роботи СЕП міст, прийнятий мінімум витрат на виробництво, передачу і розподіл ЕЕ

$$\bar{f}_{\text{э}} = Z_{\text{п}} + Z_{\text{пр}} \rightarrow \min \quad (5.21)$$

де  $Z_{\text{п}}$  — витрати на виробництво, передачу і розподіл ЕЕ.

У зв'язку із складною і, не завжди однозначною, залежністю режимів роботи від структури і параметрів СЕП, кожна з розглянутих вище складових витрат є функцією великої кількості параметрів.

*Витрати на виробництво електричної енергії.* Основним джерелом ЕЕ СЕП міст є теплові електричні станції (ТЕС), тому витрати на виробництво ЕЕ можуть бути подані у вигляді [21]:

$$Z_{\Pi} = Z_0 + Z(P) + W_{ee} \cdot C_{ee} \quad (5.22)$$

де  $Z_0$  — постійна складова витрат, не залежна від режимів роботи СЕП (зарплата персоналу, амортизаційні відрахування тощо);  $Z_p$  — витрати на енергоресурси, залежні від режимів роботи СЕП, значення навантажень і кількості працюючих агрегатів ТЕС;  $W_{ee} \cdot C_{ee}$  — кількість і вартість ЕЕ, споживаної від енергосистем.

Стосовно характеру цього завдання витрати на виробництво ЕЕ зведені до витрат на паливо ТЕС з урахуванням його транспортування і здобичі, тобто

$$Z_{\Pi} = Z_0 + B_{T\Sigma}(P) v_T \quad (5.23)$$

де  $B_{T\Sigma}(P) v_T$  — сумарна витрата палива на ТЕС;  $v_T$  — його вартість.

У цілому паливна складова витрат  $Z_T = B_{T\Sigma}(P) v_T$  може бути оцінена технологічною безліччю стану енергоблоків, що задаються їх витратними характеристиками  $B_{Ti}(P)$ , тобто

$$Z_T = v_T \sum_{i=1}^{I_B} B_{Ti}(P_i) = v_T \sum_{i=1}^{I_B} (a_{0i} + a_{1i} P_i + a_{2i} P_i^2) \quad (5.24)$$

де  $B_{Ti}$  — витрата палива  $i$ -м енергоблоком;  $I_B$  — кількість енергоблоків;  $P_i$  — електричне навантаження;  $a_{0i}$ ,  $a_{1i}$ ,  $a_{2i}$  — постійні коефіцієнти, визначувані для кожного енергоблоку експериментально або розрахунковим шляхом [91].

Витрата палива в цілому по ТЕС залежить від величини навантаження і складу включених в роботу енергоблоків. У зв'язку з добовою зміною потужності навантажень змінюється склад включених агрегатів ТЕС, а з ним і витрата палива на ТЕС. Тому

$$Z_T(P) = \sum_{i=1}^N v_i \int_0^{N_T} B_{Ti}^t(t) dt \quad (5.25)$$

де  $N_T$  — кількість ТЕС у СЕП міста;  $B_{Ti}$  — витрата палива на  $i$ -ю ТЕС у момент часу  $t$ ;  $v_i$  — палива для  $i$ -ю ТЕС.

Звідси випливає, що один із напрямів зниження витрат на виробництво ЕЕ — оптимізація розподілу навантаження між енергоблоками і ТЕС у цілому.

Значення розвиваної електричної потужності  $P_{гр}^t$  і  $i$ -м генератором  $p$ -ї ТЕС у момент часу  $t$  визначається умовами балансу потужностей

$$\sum_{p=1}^{P_{TЭС}} \left( \sum_{i=1}^{I_B} P_{гpi}^t - P_{нр}^t - \Delta P_{pi}^t \pm P_{p0}^e \right) = 0 \quad (5.26)$$

де  $P_{гр}^t$  — активна розвивана електрична потужність  $i$ -м генератором  $p$ -ї ТЕС у момент часу  $t$ ;  $P_{нр}^t$  — сумарна потужність навантаження споживачів  $p$ -ї ТЕС у момент часу  $t$ ;  $\Delta P_p^t$  — сумарні втрати активної потужності під час живлення споживачів від  $p$ -ї ТЕС у момент часу  $t$ ;  $P_0$  — значення обмінної потужності, що передається, або отримуваної від інших джерел споживачем  $p$ -ї ТЕС у той же момент часу.

Порушення балансу (5.26) супроводжується зміною параметрів режиму (частоти, модулів і фаз, а також гармонійного складу напруги і струмів у вузлах навантажень СЕП) із відповідним погіршенням техніко-економічних показників мереж і, підключених до них, електроприймачів (збільшення втрат напруги і потужності в елементах мережі). Отже, узагалі витрати на виробництво ЕЕ залежать від модулів і фаз, а також гармонійного складу напруги і струмів кожної з фаз вузлів навантажень СЕП, а цільова функція оптимізації витрат на виробництво ЕЕ має вигляд:

$$Z_T = \sum_{i=1}^{N_T} B_{Ti} \int_0^T B (P_{pikn}^t, U_{pikn}^t, I_{pikn}^t, \phi_{pikn}) dt \rightarrow \min \quad (5.27)$$

де  $B_{Ti}$  — витрата палива на  $i$ -ю ТЕС у момент часу  $t$ ;  $U_{pikn}^t$ ,  $I_{pikn}^t$  — значення напруги і струмів  $n$ -ї послідовності  $k$ -ї гармоніки в  $i$ -му вузлі СЕП, що отримує живлення від  $p$ -ї ТЕС у момент часу  $t$ ;  $\phi_{pikn}$  — фазове зрушення  $k$ -ї гармоніки напруги або струму в  $i$ -му вузлі мережі районної ТЕС;  $P_{pikn}$  — активне навантаження  $i$ -го вузла мережі  $p$ -ї ТЕС.

Значення потужностей  $P_{gpi}$  обмежене стійкістю горіння палива і погіршенням теплового режиму поверхонь нагріву, з одного боку, а також перевантажувальною здатністю генераторів, з другого. Енергетичні характеристики найбільш поширених вітчизняних агрегатів ТЕС мають обмежені регульовальні можливості (від 0,7 до 1,0 її максимального значення). У той час електричне навантаження споживачів СЕП міст змінюється в часі в набагато ширших межах від 0,2 до 1,0 її максимального значення під дією великої кількості чинників: одночасності увімкнення споживачів, метеорологічних умов тощо. Крім того, зміни навантаження спостерігаються як на добовому, так і на тижневому і річному інтервалах. Для добового інтервалу характерним є зниження навантаження вночі і її підвищення на ранкових і вечірніх годинах. У тижневому циклі навантаження регулярно знижується в недільні і святкові дні. У річному циклі спостерігається регулярне зниження навантаження в літній і підвищення в зимовий періоди. При цьому регулярність коливань навантаження обумовлена стійкими циклами природних явищ (день, ніч, літо, зима тощо), а їхня величина і тривалість — складом і режимами роботи електроприймачів, визначуваних рівнем соціально-економічного розвитку суспільства, рівнем розвитку промисловості, транспорту, зв'язку тощо.

Як випливає з вищевикладеного, навантаження СЕП міст змінюється в ширших межах, ніж це допускають регульовальні можливості існуючих енергоблоків. Звідси, відповідно до (4.1), у разі порушення співвідношення між тією, що виробляється  $P_{gpi}^t$  і споживаною  $P_{npi}^t$  потужностями, відбувається зміна режимів роботи мереж, що супроводжується зростанням втрат потужності  $\Delta P_{pi}^t$ ,

збільшенням витрат на передачу, розподіл, перетворення параметрів і виду ЕЕ.

Якщо складність здобичі і доставки палива на усіх електростанціях однакова, то оптимізація режимів роботи СЕП зводиться до мінімізації сумарної витрати палива:

$$B_{T\Sigma} = \sum_{i=1}^{N_T} B_{Ti} \rightarrow \min \quad (5.28)$$

Витрата палива на  $i$ -й станції задається витратною характеристикою  $B_{Ti} = f(P_i)$ . Потужність кожної із станцій повинна задовольняти умові балансу (5.26) у будь-який момент часу. Крім того, потужності станцій, що входять до (5.28), повинні задовольняти системі рівнянь сталого режиму

$$\sum_{i=1}^m \dot{Y}_{ij} \dot{U}_j = \frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_j} - \dot{Y}_{i0} U_0, \quad i = \overline{1, m} \quad (5.29)$$

де  $m$  — число вузлів СЕП;  $\dot{Y}_{ij}$  — елемент матриці власної і взаємної вузлової провідності;  $\dot{S}_i$  — повна потужність  $i$ -го вузла;  $\dot{U}_j$  — вектор напруги у вузлі  $j$ ;  $\dot{Y}_{i0}, \dot{U}_0$  — матриця провідності і вектор напруги балансуєчого вузла.

У цих умовах оптимізація режимів СЕП міст зводиться до мінімізації векторного функціонала (5.27). Указане завдання вирішується шляхом багатократного розрахунку (5.19) для різного поєднання схем і параметрів СЕП та її елементів. Під час знаходження рішення необхідно виконати низку обмежень, зважаючи на обмежену потужність генераторів. Повні потужності ТЕС повинні знаходитися в допустимих межах, тобто

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad i = 1, \dots, n_r \quad (5.30)$$

Міра завантаження генераторів ТЕС по реактивній потужності залежить від їх завантаження активною потужністю і може бути задана у вигляді нерівностей:

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max}, \quad i = 1, \dots, n_r \quad (5.31)$$

Значення напруги у вузлах навантажень також не можуть виходити за межі, встановлені ДСТУ 13 109-97, тому:

$$U_{j \min} \leq U_j \leq U_{j \max}, \quad i = 1, \dots, n + m \quad (5.32)$$

У зв'язку з обмеженою стійкістю СЕП і низькою пропускною спроможністю її елементів необхідним є також введення обмежень по струму і потужності, тобто

$$I_j \leq I_{jd}; \quad P_j \leq P_{j \max} \quad (5.33)$$

Розв'язання цієї задачі в загальному вигляді має значні складнощі щодо обчислювання, викликані необхідністю багатократного вирішення системи нелінійних рівнянь алгебри високого порядку, з одного боку, а також

обмеженим часом вирішення, обумовленим необхідністю корекції режимів роботи СЕП у темпі процесу, із другого. Зазначені складності в цій роботі здолані застосуванням методу багаторівневої оптимізації, що забезпечує роздільне розв'язання задачі за обліку глобальних цілей СЕП у цілому.

*Витрати на передачу і розподіл електричної енергії.* Величина витрат визначається параметрами і характером електроспоживання (величиною і коефіцієнтом передаваної потужності, рівнем несиметрії і несинусоїдальності напруги, параметрами застосованого устаткування тощо). Кількісне вираження витрат отримане у вигляді вартості додаткових витрат ЕЕ, у мережах ΔРдоп, а також додаткових витрат, пов'язаних зі зниженням терміну використання Тсл.доп устаткування, викликаних спільною дією зазначених чинників.

Як довели результати досліджень, функція витрат  $Z_{пр}$  належить до класу стохастичних і методичною основою для її розрахунку мають бути результати ймовірно-статистичного аналізу. Дослідження режимів роботи і параметрів СЕП міст, виконані авторами у межах досліджень кафедри "Систем електропостачання та електроспоживання міст" ХГУМГ ім. О. М. Бекетова, визначили кускову стаціонарність процесу зміни параметрів режиму (потужностей, струмів і напруги, а також кутів зрушення між ними), що робить необхідною інтегральну оцінку їх чисельних характеристик. Завдяки цьому у цій роботі значення витрат на передачу і розподіл ЕЕ розглядається як інтегральна характеристика зазначених показників

$$Z_{пр} = \sum_{p=1}^P \sum_{i=1}^I \sum_{k=1}^K \sum_{n=1}^N \frac{1}{T} \int_t^{t+T} B_n \cdot \Delta P_{pikn}^t (\cos \varphi_{pikn}^t, K_{Upikn}^t, K_{0pikn}^t, K_{2pikn}^t, \delta U_{pikn}^t) dt + \\ + K_{pikn} B_t (\cos \varphi_{pikn}^t, K_{Upikn}^t, K_{0pikn}^t, K_{2pikn}^t, \delta U_{pikn}^t) dt \quad (5.34)$$

де  $\Delta P_{pikn}$  — математичне очікування витрат потужності в n-му елементі мережі k-го вузла навантаження, що живиться від i-го блоку p-ї ТЕС у момент часу t;  $\cos \varphi_{pikn}^t, K_{Upikn}^t, K_{0pikn}^t, K_{2pikn}^t, \delta U_{pikn}^t$  — значення параметрів режиму в той саме момент часу;  $B_n$  - вартість витрат ЕЕ;  $t_{pikn}$  — тривалість t-го інтервалу усереднювання q-го показника економічності або якості n-го елементу k-го вузла i-го блоку p-ой ТЕС; N, K, I — загальна кількість елементів, вузлів і енергоблоків ТЕС; P — число ТЕС; T — загальна тривалість інтервалу.

Ураховуючи залежність цих показників економічності від міри несиметрії напруги і струмів у вузлах навантажень СЕП міст, критерійна функція економічності передачі і розподілу ЕЕ в загальному вигляді подана, як

$$Z_{пр} = f(U_{piknfzv}, I_{piknfzv}, \varphi_{piknfzv}), \quad (5.35)$$

де  $U_{piknfzv}, I_{piknfzv}$  — значення f-ї фази v-ї гармоніки z-ї послідовності напруги і струму n-го елемента k-го вузла i-го енергоблоку p-ї ТЕС;  $\varphi_{piknfzv}$  —

відповідно фазові кути струмів і напруги. Вирішення (5.34) здійснюється шляхом багатократного розрахунку значення напруг і струмів, а також втрат потужності й вартості устаткування для різного поєднання схем і параметрів СЕП. Ураховуючи високий рівень складності завдання її рішення виконується для кожного рівня окремо за методикою, викладеною в [21].

Оцінювання впливу параметрів режиму:  $\cos\phi$ ,  $K_U$ ,  $K_{0U}$ ,  $K_2$ ,  $\delta U$  на значення втрат потужності  $\Delta P$  може бути виконане використанням [1].

### 5.5.3 Критерії надійності й якості

Як свідчать результати досліджень [11], надійність і якість електропостачання споживачів характеризують споживчі властивості ЕЕ, що визначають величину витрат на перетворення параметрів і виду ЕЕ. Погіршення показників надійності й якості електропостачання призводить до зниження ефективності енергетичного перетворення в електроприймачах, що супроводжується підвищенням витрати ЕЕ, порушенням або розладом технологічного процесу, браком продукції, зниженням продуктивності праці, терміну використання або продуктивності технологічного й допоміжного устаткування. Отже, як критерії надійності й якості електропостачання споживачів прийнято значення додаткових витрат, пов'язаних зі зниженням надійності  $Z_H$  або якості  $Z_K$  постачання ЕЕ її споживачам, тобто

$$\bar{f}_H = Z_H \rightarrow \min; \quad \bar{f}_K = Z_K \rightarrow \min. \quad (5.36)$$

У своїй основі сукупність витрат від зниження надійності й якості електропостачання споживачів є витратами на перетворення параметрів і виду ЕЕ  $Z_{ппВЕ}$ , визначуваних мірою відповідності властивостей ЕЕ, вимогам її споживачів, тобто

$$Z_{ппВЕ} = Z_H + Z_K \rightarrow \min \quad (5.37)$$

Відомо [4], що витрати, обумовлені зниженням ЯЕ в СЕП міст, є результатом спільної дії несиметрії, несинусоїдальності, відхилень і коливань напруги. Складовими збитку є: скорочення терміну використання технологічного устаткування, скорочення обсягу продукції, що випускається, збільшення браку продукції, підвищена витрата ЕЕ, погіршення умов праці й відпочинку населення, зниження комфортності в місцях його мешкання.

Як свідчать дослідження [19], витрати, обумовлені зниженням надійності й якості електропостачання споживачів, можуть бути представлені поліномом відносно найбільш значущих показників.

$$Z_{H(K)} = \sum_{n=1}^N A_{iH(K)} \Pi_{iH(K)}^n, \quad (5.38)$$



де  $A_{iH(K)}$  — постійний коефіцієнт при  $i$ -му показнику надійності  $H$  (або якості  $K$ ), що враховує склад, і вимоги споживачів до надійності (або якості) електропостачання;  $\Pi_{iH(K)}$  — значення  $i$ -го показника надійності (або якості);  $n$  — показник ступеня.

Дослідження показали, що врахування членів полінома  $n > 3$  обумовлює зниження погрішності не більше 5 % [19]. Це дає підстави нехтувати членами ряду  $n > 3$ , тому витрати у споживачів від відхилення  $i$ -го показника надійності (або якості) від їх номінального значення прийняті пропорційними середньому квадрату відхилень за певний період часу.

$$Z_{H(K)} = \sum_{n=1}^N \frac{1}{T} \int_t^{t+T} A_{iH(K)} \Pi_{iH(K)}^2(t) dt \quad (5.39)$$

Для врахування змінності навантаження споживачів у часі здійснено «зважування» показників надійності (і якості) за спожитою ЕЕ

$$Z_{H(K)} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{1}{T} \int_t^{t+T} A_{iH(K)} \Pi_{iH(K)}^2(t) \cdot P(t) dt}{\int_t^{t+T} P(t) dt}, \quad (5.40)$$

де  $P(t)$  — графік зміни навантаження в часі;  $T$  — період спостереження.

У зв'язку з невизначеністю складу і режимів роботи споживачів здійснено відносно нормування витрат  $Z_H$  і  $Z_K$ , тобто приведення їх до безрозмірного вигляду

$$Z_{H(K)} = \frac{Z_{H(K)}}{Z_{H(K) \text{ ном}}} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{1}{T} \int_t^{t+T} A_{iH(K)} \Pi_{iH(K)}^2(t) P(t) dt}{\int_t^{t+T} P(t) dt}; \quad (5.41)$$

$$\frac{\sum_{n=1}^N \frac{1}{T} \int_t^{t+T} A_{iH(K)} \Pi_{iH(K)}^2(t) P(t) dt}{\int_t^{t+T} P(t) dt} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{1}{T} \int_t^{t+T} \Pi_{iH(K)}^2(t) P(t) dt}{\int_t^{t+T} P(t) dt}$$

де  $\Pi_{iH(K) \text{ ном}}$  — номінальне значення  $i$ -го показника надійності (або якості).

Таким чином, зважаючи на скорочення коефіцієнтів  $A_{iH(K)}$ , що є невизначеними величинами, здійснено зниження невизначеності середовища, що забезпечує перехід до оцінки надійності й якості електропостачання споживачів за допомогою інтегральних показників  $\Pi_{iH(K)}$ .

Для вибору показників, що мають визначальне значення для розв'язання цієї задачі, застосований метод експертних оцінок, що дозволив на підставі

даних опитування фахівців енергосистем, а також результатів численних досліджень режимів роботи діючих СЕП міст, визначити значення вагових коефіцієнтів  $\gamma_{in}$  і  $\gamma_{ik}$ . Імовірнісне оброблення результатів досліджень дозволило встановити, що кількісно надійність функціонування СЕП міст може бути оцінена сукупністю таких показників: математичних очікувань і вагових коефіцієнтів кількості недовідпущеної електроенергії  $W_{HO}$   $\gamma_w$ , тривалості перерв електропостачання ТП  $\gamma_{TP}$  і кількості перерв електропостачання  $N_{\Pi}$   $\gamma_{NP}$ . Аналогічно якість електроенергії в СЕП міст якнайповніше характеризується такими показниками: математичними очікуваннями і ваговими коефіцієнтами відхилень напруги  $\delta U_y$   $\gamma_{\delta U}$ , коефіцієнта нульової послідовності напруги  $K_{OU}$   $\gamma_{KOU}$ , і коефіцієнта несинусоїдальності напруги  $K_U$   $\gamma_{KU}$ . Вагові коефіцієнти інших показників не перевищують 0,01 і тому не враховувалися в розрахунках.

#### 5.5.4 Екологічний критерій

Основу екологічного критерію складають законодавчі акти України, а також різних міжнародних організацій. Аналіз літератури [3, 10, 16, 21] дозволяє виділити основні напрями їх формування:

- неперевищення допустимих концентрацій шкідливих викидів в атмосферу твердих часток, газоподібних з'єднань, розчинів і гарячої води, пов'язаних з роботою теплових електричних станцій, електричних машин із газовим або рідким наповненням;
- неперевищення допустимого рівня шумів і вібрацій, пов'язаного з роботою електротехнічного устаткування (трансформаторів, синхронних компресорів, вимикачів, перетворювачів тощо);
- неперевищення допустимого значення напружень електричного поля, викликаного роботою енергетичного і технологічного устаткування (трансформаторів, ліній, розподільних пристроїв, електротехнічних установок і приладів);
- неперевищення допустимого рівня коливань і відхилень напруги в мережах, що обумовлює шкідливу дію на зорове сприйняття і психологічний стан людини;
- неперевищення тривалості й частоти перерв в електропостачанні, що обумовлює шкідливу дію на нервовий і психологічний стан людини.

Аналіз отриманих даних і додаткових досліджень, проведених у межах плану НДР Міненерго України (тема ВН 103-89), дозволили дати кількісну характеристику зазначеним впливам і зв'язати їх із параметрами і режимами роботи СЕП міст. В основу розробленої методики покладено врахування енергетичних витрат на проведення заходів щодо нормалізації вказаних шкідливих дій (очищенню викидів, зниженню електромагнітних полів, шумів і

вібрацій).

Основним джерелом забруднення довкілля в СЕП міст є теплові електричні станції (ТЕС) на долю яких доводиться близько 30 % усіх викидів забруднювальних речовин. Це стосується, насамперед, ТЕС, що працюють на вугіллі. Сьогодні ТЕС України, що працюють на вугіллі, загальною встановленою потужністю 25 тис. МВт, викидають в атмосферу щорічно більше 2,5 млн т оксидів сірки, азоту і леткої золи. Сумарні викиди по Україні складають близько 48 кг/люд у рік [196]. Крім того, при спалюванні первинних енергоносіїв, близько двох третин використаної енергії викидається в атмосферу або в тепло, що відходить.

Посилення вимог до гранично допустимих викидів в атмосферу шкідливих речовин та введення плати за викиди роблять необхідним, разом з необхідністю підтримки змінної складової добового графіка навантажень, регулювання викидів у темпі процесу. Відомо [34, 46, 66], що шкідливі викиди ТЕС безпосередньо пов'язані з кількістю спалюваного палива. Цю обставину можна використовувати для керування викидами шкідливих речовин. В його основу покладені екологічні характеристики об'єктів, що є залежністю маси викидів шкідливих речовин в атмосферу  $M$  від електричної потужності блока  $P$ . Наприклад, під час розв'язання задачі оптимального розподілу навантаження між блоками і станціями, це може виражатися в більшому завантаженні блоків, у яких викиди менше і навпаки. Формалізовано таке завдання має вигляд:

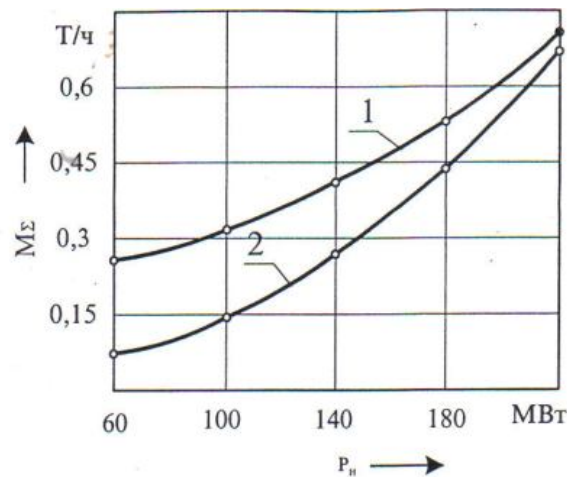
$$M_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n M_i(P_i) \rightarrow \min, \quad (5.42)$$

Для практичного застосування (5.42) потрібне розроблення програми і процедури її вирішення. Ураховуючи квадратичний характер витратних характеристик енергоблоків [16], математичні моделі їх екологічних характеристик можуть бути також апроксимовані поліномом другого порядку [19, 21]

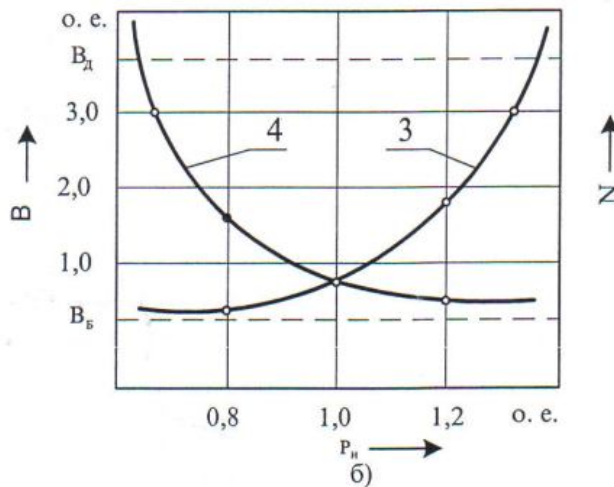
$$M_i = a_i + c_i P + d_i P^2, \quad (5.43)$$

де  $a$ ,  $c$ ,  $d$ — постійні коефіцієнти, визначувані для кожного  $i$ -го блока за методом найменших квадратів.

Мінімізація цільової функції (5.42) може бути здійснена одним із відомих методів [69] із залученням ЕОМ. Як початкові використовуються такі дані: характеристики палива, чисельні значення коефіцієнтів математичної моделі (5.43), крайні значення електричних навантажень (крок ітерації), допустимі мінімальні й максимальні потужності енергоблоків, допустиме значення похибки розрахунку. На рисунку 5.1 наведені екологічні характеристики СЕП міста, отримані розрахунковим шляхом.



а)



б)

Рисунок 5.1 – Залежність маси шкідливих вибросів  $M$  від потужності навантаження  $P_H$ (а), екологічних витрат  $N$  та шкідливого впливу  $V$  вибросів від  $P_H$ (б): 1- у разі живлення від теплових електричних станцій з блоками 200 МВт, працюючих на вугіллі, мазуті; 2 – у разі живлення від теплових електричних станцій з блоками 200 МВт, працюючих на газі; 3 –  $N=f(P_H)$ ; 4 –  $V=f(P_H)$ ;  $V_d$ ,  $V_b$  — допустима і безпечна концентрація шкідливих викидів

### 5.5.5 Критерій соціальної адекватності

*Обґрунтування критерію.* Як частина складної соціально-економічної системи міського господарств їх СЕП у процесі своєї діяльності використовують усі атрибути виробничої діяльності: саму працю, предмети і засоби праці. Носієм праці в СЕП міст є виробничо-технічний персонал підприємств. Як предмети праці виступають основне і допоміжне енергетичне устаткування (лінії, трансформатори, розподільні пристрої тощо). Як засоби праці виступають різного роду механізми і пристосування, вимірювальні прилади й інструменти. Вони є частиною продуктивних сил, що використовуються для створення матеріальних благ у формі перетвореної ЕЕ — світла,

тепла, звуку, руху тощо. При цьому ЕЕ розподіляється по території міста між окремими її споживачами і є споживчою вартістю для кожного з членів суспільства, використовувану особисто кожним і одночасно усіма для задоволення потреби у світловій, тепловій, хімічній, механічній та інших видах енергії.

Викладене вище дає основу розглядати ЕЕ як споживчу вартість. При цьому система економічних стосунків, супутніх створенню споживної вартості ЕЕ, шляхом створення відповідних умов експлуатації СЕП міст, виражає певну громадську форму.

У цілому процес перетворення ЕЕ в СЕП міст ведеться завдяки засобам її споживачів і регулюється в державному масштабі за допомогою цін на ЕЕ. Отже, можна вважати, що ЕЕ є для населення товаром, який використовується ним як сировина для отримання світлової, теплової, хімічної, механічної та інших видів енергії. Це робить необхідним поширення на ЕЕ усіх законів товарно-грошових відносин. Найважливіше місце серед споживчих властивостей ЕЕ як предмета товарно-грошових відносин займає її вартість і якість, під якими розуміється дотримання встановлених чинними стандартами показників із необхідною ймовірністю. За такого підходу, перерва в електропостачанні розглядається як граничне зниження якості ЕЕ.

Оскільки підвищення ЯЕ незмінно вимагає від енергосистеми додаткових витрат, інтереси енергопостачальних організацій у цьому випадку входять в певні протиріччя з інтересами споживачів, які визначають матеріальну зацікавленість енергетиків у збуті ЕЕ зниженої якості. У той же час використання ЕЕ зниженої якості не вигідно для споживачів, у зв'язку з підвищенням витрат ЕЕ, зниженням терміну використання і продуктивності устаткування. Низька ЯЕ не вигідна і для держави, у зв'язку з низькою ефективністю використання ЕЕ у цілому. Крім того, підвищення витрат ЕЕ в мережах у поєднанні зі зниженням терміну використання енергетичного і технологічного устаткування, у разі пропускання по мережах ЕЕ зниженої якості, роблять низьку ЯЕ не вигідною і для енергосистем. Проте оплата додаткових витрат за рахунок споживачів, з одного боку, і коштом держави, шляхом збільшення тарифів на ЕЕ - з другого, роблять інтереси енергосистем менш залежними від якості переданої ЕЕ, хоча інтереси держави і суспільства в цілому істотно загинаються.

У цих умовах зниження ЯЕ в СЕП міст або збільшення її вартості незмінно позначається на соціальних і економічних умовах проживання населення міст. Так, зокрема, зниження якості енергії в освітлювальних мережах призводить до погіршення їх економічних показників, викликаних зростанням витрат і витрат ЕЕ, зниженням терміну використання устаткування і освітлювальних ламп, зниженням продуктивності енергетичного і

технологічного устаткування, вантажно- і пасажироперевезень транспорту в нічний час тощо. Одночасно з цим, зниження ЯЕ в мережах супроводжується появою значного соціального збитку, викликаного погіршенням комфорту життя населення, зростанням кількості дорожньо-транспортних подій, травматизму, бандитизму і хуліганства в темний час доби, зниженням обсягу, або якості надаваних послуг у зв'язку з неможливістю застосування або низькою ефективністю роботи великої кількості сучасних побутових електроприладів, чутливих до ЯЕ. Крім цього, низька ЯЕ в мережах міст обумовлює зростання собівартості і ціни на ЕЕ, обмежуючи тим самим обсяг її споживання і, відповідно, міру задоволення потреб населення в послугах.

До речі, спостерігається зворотний вплив соціальної системи суспільств на СЕП міст. Цей вплив полягає в залежності величини і характеру розподілу добового електроспоживання окремими районами міста від способу розподілу прибутків між групами населення. До недавнього часу цей чинник не мав практичного значення. Соціальна рівність усіх громадян створювала рівні умови для насичення побуту електроприладами і створювала рівні умови їхнього застосування. Останнім часом активне введення ринкових стосунків у поєднанні з приватним способом володіння засобами виробництва, зумовили нерівномірність розподілу прибутків між окремими групами населення. Через це виявилася різка відмінність у величині і характері добових графіків електроспоживання різними районами міста. При цьому для центральних районів міста, населених елітним контингентом, характерний більший рівень і менша нерівномірність електроспоживання і навпаки — менший рівень і велика нерівномірність, для околичних районів з окремими компактними умовами проживання верст трудящих. Урахування зазначених особливостей істотно важливе для експлуатуючих організацій як свідчення змін рівня і режимів електроспоживання, що відбуваються, результатом яких можуть стати значної величини економічні і соціальні проблеми.

Таким чином, можна говорити про те, що вартість і ЯЕ міст повинні розглядатися як соціально-економічні категорії. Отже, можна вважати, що зниження вартості й підвищення якості ЕЕ в СЕП міст є завданням великої господарської і соціальної значущості. Її реалізація в змозі забезпечити економію значної кількості паливних і енергетичних ресурсів, а також отримати значний соціальний ефект, пов'язаний з поліпшенням умов праці і відпочинку населення міст, розширенням обсягу й якості надаваних послуг. Усе попереднє свідчить про необхідність контролю і управління якістю енергії в СЕП міст, що поєднує в собі сукупність технічних засобів контролю й управління. При цьому, оскільки відомчі інтереси енергосистем входять у протиріччя з інтересами споживачів ЕЕ і держави, у цілому вирішення цієї

проблеми може бути забезпечене тільки застосуванням системного підходу, за якого враховуються інтереси усіх сторін. При цьому створення ринку ЕЕ у поєднанні із застосуванням диференційованих тарифів, відкриває можливості для поширення на ЕЕ Цивільного Кодексу України, а також закону про захист прав споживачів. Досвід застосування подібного підходу є в передових країнах Європи і Америки (Англія, Франція, США). На законодавчому рівні це питання вирішене в Росії, ведеться підготовча робота в Україні.

## 5.6 Кількісний облік критеріїв

В основній літературі із техніко-економічних досліджень систем енергетики відзначається складність обліку критерію соціальної ефективності, викликана відсутністю методик кількісної оцінки їхнього впливу. Останнє пояснюється важкістю обліку критерію і другорядною значущістю соціальних питань у посткомуністичному суспільстві. На відміну від цього, у країнах з приватним капіталом питання соціального положення людини відіграють головну роль. Уже давно на законодавчо-нормативному рівні дана оцінка вартості людського життя, здоров'я людини, величин моральних і економічних збитків від погіршення соціального положення людини, хоча і продиктовано це декілька іншими, швидше ринковими інтересами.

Що стосується реалізації таких критеріїв, то країни з регульованою державною економікою мають для цього набагато більші можливості, ніж країни з приватно-капіталістичною системою виробництва, з огляду на те, що ухвалення технічних рішень у них визначається конкурентною боротьбою фірм в умовах вільного ринку. У той час, як в умовах державного виробництва є реальна можливість обліку соціальних питань директивним шляхом на рівні формування планів комплексного соціально-економічного розвитку регіонів [22, 32]. Останні регламентують рівень розвитку побуту, сфери послуг, умов праці й відпочинку населення. Зазначений рівень насамперед визначається рівнем розвитку електроенергетики, ефективністю й якістю постачання ЕЕ споживачів. Важливий вплив на значення соціального критерію мають такі чинники: спосіб володіння землею і засобами виробництва, принцип розподілу прибутків серед населення і його демографічний склад.

Спосіб володіння землею визначає принципи забудови міст і умови розміщення об'єктів СЕП. Тим самим визначаються параметри СЕП, рівень капітальних витрат і експлуатаційних витрат на СЕП, тарифи і якості ЕЕ і, відповідно, міра її доступності для більшості верств населення, що визначають рівень і якість отримуваних послуг, міру механізації домашньої праці, об'єм вільного часу, культурний і моральний рівень населення міст. Надалі, у міру

накопичення знань, кількісна оцінка чинника може уточнюватися.

Спосіб володіння засобами виробництва переважно впливає на склад вживаних у побуті і на виробництві електроприймачів через їхню вартість, рівень тарифів на ЕЕ через вартість енергетичного устаткування. Склад електроприймачів, зі свого боку, чинить безпосередньо впливає на режими електроспоживання й якість ЕЕ в мережах. Тим самим обмежуються або погіршуються можливості використання ЕЕ населенням, із відповідним погіршенням його соціального становища в суспільстві [3, 21, 22, 32].

Принципи розподілу національного доходу першими впливають на можливість використання населенням ЕЕ. У поєднанні з можливістю широкого доступу до сучасних побутових електроприладів це відкриває широкі можливості для розвитку особистості завдяки звільненню від тяжкої фізичної праці і можливості доступу до інформації. Нерівномірність розподілу національного доходу викликає розшарування суспільства за рівнем прибутків і можливості застосування в побуті сучасних технологій і відповідного розвитку особистості. Меншою мірою це стосується держав із суспільною формою власності, і більшою держав із приватною формою власності [3, 8, 24].

Демографічна структура населення міст визначальним чином пов'язана з соціальним ладом держави, який визначає можливість розшарування населення але різними критеріями (рівню прибутків, освіти, релігії тощо). Тим самим визначається їхній рівень і характер електроспоживання, а також можливості розвитку особистості.

Як свідчать дослідження [32], найбільше на значення соціального чинника впливають перерви в електропостачанні, тарифи і показники ЯЕ. Їхнє погіршення істотно знижує об'єм і якість послуг, що надаються населенню, погіршує умови його праці і відпочинку. Кількісний облік зазначених вище показників, тим більше оцінка їхньої економічної ефективності нині істотно ускладнені. Це пояснюється складністю формалізації подібних завдань, а також неповнотою і низькою достовірністю початкової інформації. Узагальнюючи попереднє, для кількісної оцінки вказаного впливу в цій роботі застосовано експертний метод, що базується на експертній моделі процесу, побудованій на основі знань фахівців-експертів у цій сфері. Зазначений метод зазвичай складає основу систем прийняття і підтримки рішень, належить до класу інтелектуальних методів розрахунково-логічного типу.

Одним з основних завдань, що виникають під час побудови таких моделей, є вибір відповідного формалізованого апарату для опису процесів і побудови на його базі адекватної (коректної) моделі пошуку рішення. У цій роботі вказане завдання вирішене застосуванням адитивного критерію соціальної ефективності електропостачання споживачів. Як параметри, що оптимізу-



ються, розглянуті тарифи на ЕЕ, частота і тривалість відключень, показники якості ЕЕ (відхилення, коливання, несиметрія і несинусоїдальність напруги).

Широкомасштабні дослідження впливу режимів роботи СЕП міст на режими їх електроспоживання, проведені у межах цільової комплексної програми робіт із проблеми «Розвиток наукових основ економії електроенергії на 1997-2000 гг». (шифр 04.15 «Розробка методів і технічних засобів підвищення якостей енергії в міських електричних мережах») спільно зі Східно-українським фондом соціальних досліджень дозволили уперше зв'язати на кількісному рівні значення параметрів, що оптимізувалися, з рівнем комфорту місця існування людини, рівнем механізації домашньої праці, а також мірою задоволення духовних потреб населення міст. З цією метою застосуванням методу експертних оцінок визначено склад експертів і розроблена форма бланка опитування, що дозволили оцінити вплив тарифів, надійності та якості електропостачання споживачів на об'єм і структуру споживання ЕЕ в комунально-побутовому секторі міст.

За основу узято споживання ЕЕ на одного мешканця за третього рівня електрифікації побуту [8], коли ЕЕ використовується в усіх сферах життєдіяльності: приготуванні їжі, нагріві води, опалюванні житла, кондиціонуванні повітря, відтворенню звуку і зображення, автоматизації окремих процесів приготування їжі, прибирання приміщень, догляду за рослинами, тваринами тощо. Вплив тарифів, а також показників надійності й якості електропостачання враховано введенням відповідних вагових коефіцієнтів, значення яких визначені на підставі даних експертного опитування.

Оцінка міри задоволення населення в ЕЕ і пов'язаних з нею різного виду послугах здійснювалася відповідно до [8] за величиною питомого електроспоживання на одного мешканця. Як незалежні параметри розглядалися: відхилення, несиметрія і несинусоїдальність напруги, число і час перерв електропостачання. У результаті критерійна функція соціальної адекватності СЕП міст отримана у вигляді суми нормованих значень незалежних параметрів, зважених за спожитою ЕЕ:

$$\bar{f}_C = W \left( \begin{aligned} &N_{\Pi} \cdot \gamma_{N\Pi} + T_{\Pi} \cdot \gamma_{T\Pi} + C_{\Sigma} \cdot \gamma_{C\Sigma} + \delta U \cdot \gamma_{\delta U} + \\ &+ \delta U_t \cdot \gamma_{\delta U_t} + K_{ou} \cdot \gamma_{ou} + K_{2u} \cdot \gamma_{2u} + K_{ннс} \cdot \gamma_{ннс} \end{aligned} \right), \quad (5.49)$$

де  $N_{\Pi}$ ,  $T_{\Pi}$  — кількість і тривалість перерв електропостачання;  $C_{\Sigma}$  — тариф на ЕЕ;  $\delta U$ ,  $\delta U_t$ ,  $K_{ou}$ ,  $K_{2u}$ ,  $K_U$  — відхилення, коливання, коефіцієнти несинусоїдальності, нульової і зворотної послідовностей напруги;  $\gamma_{N\Pi}$ ,  $\gamma_{T\Pi}$ ,  $\gamma_{C\Sigma}$ ,  $\gamma_{\delta U}$ ,  $\gamma_{\delta U_t}$ ,  $\gamma_{ou}$ ,  $\gamma_{2u}$ ,  $\gamma_{ннс}$  — вагові коефіцієнти відповідних параметрів.

Урахування впливу кожного з розглянутих параметрів на значення цільової функції здійснено шляхом уведення в розрахунки значень їхніх

вагових коефіцієнтів  $\gamma_i$ , визначених за методом експертних оцінок [197]. Оброблення результатів численних досліджень за великою кількістю міст України, Росії та Молдови дозволили дати кількісну оцінку вказаному впливу. Ураховуючи малі значення вагових коефіцієнтів  $\gamma_{\text{НП}}$ ,  $\gamma_{\text{ТП}}$ ,  $\gamma_{\text{Г}}$ ,  $\gamma_{\delta U}$ ,  $\gamma_{\delta U_{\text{Г}}}$ ,  $\gamma_{0U}$ ,  $\gamma_{2U}$ ,  $\gamma_{\text{НСU}}$ , цей вплив зведений до обліку врахування чотирьох параметрів (числа і тривалості перерв електропостачання, тарифів на ЕЕ і відхилень напруги) на мінливість середнього значення соціального ефекту

$$\bar{f}_C = W(N_{\text{П}} \cdot \gamma_{\text{НП}} + T_{\text{П}} \cdot \gamma_{\text{ТП}} + T_{\text{Э}} \cdot \gamma_{\text{Г}} + \delta U \gamma_{\delta U}) \rightarrow \min, \quad (5.50)$$

Імовірнісні характеристики процесу, отримані на підставі даних опитування, наведені в таблицях 5.3 — 5.5 і на рисунках 5.2, 5.3.

Таблиця 5.1 – Розрахункові значення вагових коефіцієнтів соціальної адекватності

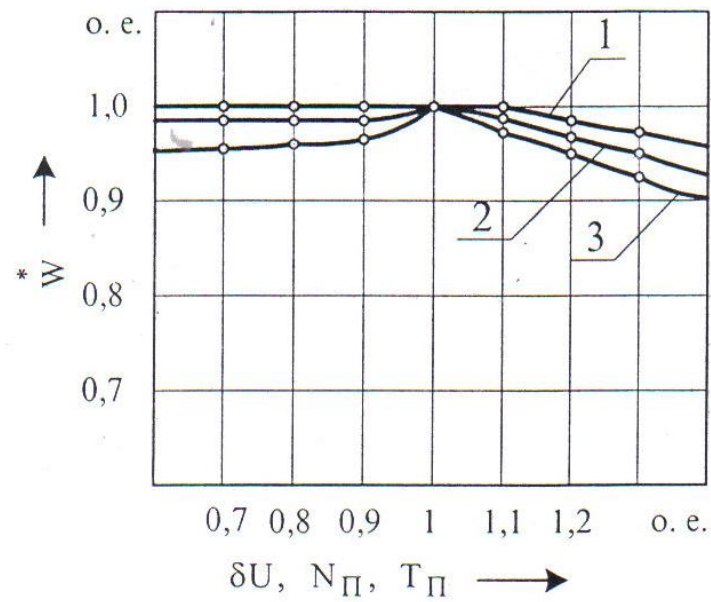
Характеристика показників	Найменування показників			
	Тривалість перерв електропостачання, $T_{\text{П}}$	Число перерв електропостачання, $N_{\text{П}}$	Відхилення напруги, $\delta U_{\text{У}}$	Тариф
Математичне очікування $M_C$ , балів	6,2	7,9	1,8	5,25
Коефіцієнт варіації $V_C$ , %	3,6	2,8	1,2	2,3
Ваговий коефіцієнт, о.е.	0,30	0,35	0,10	0,25

Таблиця 5.2 – Розрахункові значення вагових коефіцієнтів показників надійності

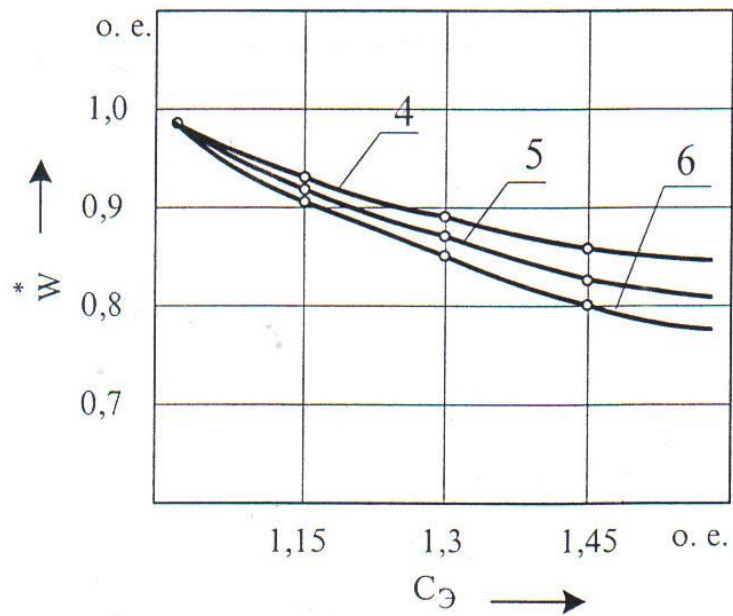
Характеристика показників	Найменування показників		
	Тривалість перерв електропостачання, $T_{\text{П}}$	Число перерв електропостачання, $N_{\text{П}}$	Кількість недовідпущеної електроенергії, $W_{\text{Э}}$
Математичне очікування $M_C$ , балів	8,5	4,5	3,0
Коефіцієнт варіації $V_C$ , %	3,4	2,8	10,2
Ваговий коефіцієнт $\gamma$ , о.е.	0,5	0,3	0,2

Таблиця 5.3 – Розрахункові значення вагових коефіцієнтів показників якості

Характеристика показників	Найменування показників				
	Відхилення напруги, $\delta U_{\text{У}}$	Розмах зміни напруги, $\delta U_{\text{т}}$	Коефіцієнт нульової послідовності напруги, $U_{0U}$	Коефіцієнт несинусоїдальності напруги, $U_{\text{У}}$	Коефіцієнт потужності $\cos \phi$
Математичне очікування $M_C$ , балів	7,6	2,4	5,6	0,8	3,6
Коефіцієнт варіації $V_C$ , %	3,6	16,7	7,2	55,0	11,1
Ваговий коефіцієнт $\gamma_{\text{сі}}$ , о.е.	0,38	0,12	0,27	0,04	0,19



а)

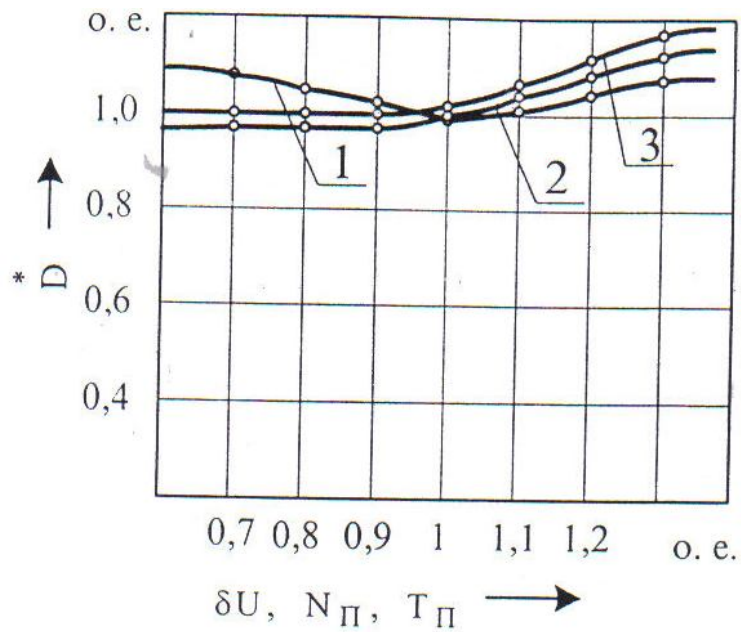


б)

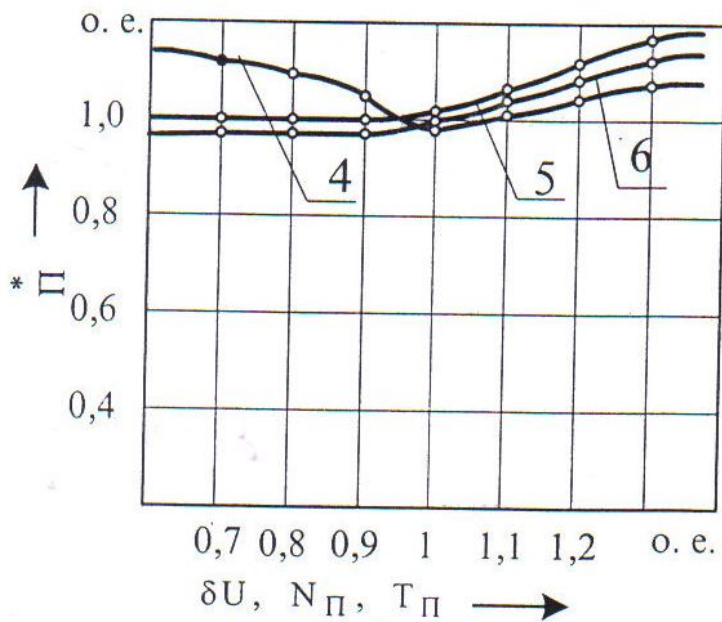
Рисунок 5.2 – Залежність відносного споживання електричної енергії  $W$  від її якості (а) і вартості (б):

$$1 - W = f(\delta U); 2 - W = f(N_{\Pi}); 3 - W = f(T_{\Pi}); 4 - W = f(C_{\varepsilon}) \forall \delta U = -10\% U_{\text{ном}};$$

$$5 - W = f(C_{\varepsilon}) \forall \delta U = \pm 5\% U_{\text{ном}}; 6 - W = f(C_{\varepsilon}) \forall \delta U = +10\% U_{\text{ном}}; W = \frac{W}{W_{\text{ннО}}}$$



а)



б)

Рисунок 5.3 – Залежність відносної кількості дорожньо-транспортних пригод у нічний час  $D$  від відхилень напруги  $\delta U$ , числа  $N_{\Pi}$  і тривалості  $T_{\Pi}$  перерв електропостачання (а), відносної кількості порушень правопорядку  $\Pi$  від відхилень напруги  $\delta U$ , числа  $N_{\Pi}$  і тривалості  $T_{\Pi}$  перерв електропостачання (б):

$1 - D=f(\delta U)$ ;  $2 - D=f(N_{\Pi})$ ;  $3 - D=f(T_{\Pi})$ ;  $4 - \Pi=f(\delta U)$ ;  $5 - \Pi=f(N_{\Pi})$ ;  $6 - \Pi=f(T_{\Pi})$ ;  $D=D/D_H$ ,  $\Pi=\Pi/\Pi_H$ ;  $D_H$  – кількість дорожньо-транспортних пригод за  $N_{\Pi}=0$ ,  $T_{\Pi}=0$ ,  $\delta U=\pm 5\%$ ;  $\Pi_H$  – кількість порушень правопорядку за  $N_{\Pi}=0$ ,  $T_{\Pi}=0$ ,  $\delta U=\pm 5\%$ ;

У своїй сукупності розроблені моделі дозволяють давати кількісну оцінку

режимів СЕП міст з урахуванням багатокритерійності і багатопараметричності завдання. Найкращий варіант здійснюється вибором значень коефіцієнтів трансформації трансформаторів, уставок спрацьовування регулювальних, симетрувальних і фільтрокомпенсувальних пристроїв. При цьому приведення критеріїв до єдиного масштабу, за якого їхні чисельні значення подані у відносних одиницях і в одному масштабі, дозволило понизити рівень невизначеності середовища, а виділення ділянок стаціонарності — часову невизначеність.

Розроблені моделі знайшли практичне застосування в розроблених алгоритмах і програмах оптимізації режимів роботи СЕП міста Харкова.

## 6 ТЕХНІЧНІ ОСНОВИ ПОБУДОВИ ГНУЧКИХ СИСТЕМ

### 6.1. Основні принципи побудови гнучких систем

У вітчизняній і зарубіжній енергетиці зараз усе більш зрозумілим стає застосування автоматизованих систем для керування режимами електричних мереж [9—16, 19, 21—25]. Крім того, останніми роками відбулося переосмислення проблеми автоматизації — замість оптимізації окремих функцій і процесів, все частіше стали розглядатися процеси в комплексі, за системного підходу до вирішення проблеми в цілому [3, 25, 26].

Подальше підвищення вимог до ефективності енергетичного виробництва диктує необхідність, а сучасні технічні засоби забезпечують принципову можливість підвищення рівня автоматизації технологічних процесів на рівні передачі і розподілу ЕЕ [92]. У той час, просторовий і часовий розподіл процесів у СЕП міст робить рішення цього завдання складним у зв'язку з необхідністю одночасного узгодженого управління великою кількістю об'єктів, розташованих на значній території [91]. У цих умовах широкі можливості відкриває системний підхід, що дозволяє розділити СЕП на окремі взаємозв'язані елементи, що взаємодіють для досягнення визначеної глобальної мети [3]. Його застосування дозволяє об'єднати окремі елементи РМ в єдину гнучку геоінформаційну систему, що управляє, а оптимізація її режимів відкриває можливості для використання величезних резервів, раціонального використання матеріальних і енергетичних ресурсів.

Як основа побудови таких систем розглядаються багаторівневі ієрархічні розподілені структури, ефективність яких підтверджена практикою [24]. У таких структурах функції вищої координації і організаційного управління в цілому виконує верхній рівень ієрархії. У СЕП міст це ЕОМ (УОМ), що входить до складу АСДУ об'єднання. Її робота характеризується такими особливостями:

- безперервністю і повторюваністю функцій, інформація про які підлягає обробці в реальному масштабі часу;
- істотною обумовленістю зворотних зв'язків, що відбивають передісторію роботи СЕП і накопичений досвід функціонування;
- використанням детермінованих моделей процесів, реалізованих у машинних алгоритмах.

Наявність вказаних особливостей обумовлює необхідність застосування системи управління, побудованої за багатоконтурним ієрархічним принципом. Процеси ухвалення рішень у ній мають широкий діапазон — від дуже коротких дій, що управляють, до процесів планування на тривалий термін. З указаних

причин наявна відмінність тривалості циклів, критеріїв і параметрів управління на різних територіальних і часових рівнях. Це робить важким управління режимами СЕП міст у межах існуючої концепції. У зв'язку з викладеним сучасна теорія і практика управління режимами складних систем усе більше схиляється до емпіричних і субоптимальних рішень з розподілом проблеми на окремі завдання і подальшим застосуванням спеціальних процедур, їхньої інтеграції і координації. Зважаючи на це, засадничою концепцією вирішення комплексної проблеми управління режимами РМ міст є застосування багатопланової, розподіленої в часі і просторі структури. Її основні положення такі:

- складна система, подається у вигляді низки взаємозв'язаних підсистем, кожна з яких має свої цілі і завдання функціонування на базі локальних критеріїв і джерел інформації. Взаємодія окремих підсистем досягається координацією їхніх цілей і завдань на більш високому рівні ієрархії;

- загальносистемне завдання управління розбивається на підзадачі, що мають свої цільові функції, і вимагають інтегрованого підходу до оцінки ефективності функціонування СЕП як глобальної системи в цілому.

Реально існуючі нині системи управління енергетичними об'єктами сконцентровані здебільшого на рівні живильних мереж вищої напруги [7]. Аналіз функціональних завдань СУ РМ вказує на гостру необхідність застосування таких систем у РМ 0,4 — 110 кВ. До речі, як свідчать результати аналізу, просте перенесення ідеології побудови засобів управління на вищих рівнях тут не може бути застосовне із-за оперативних, технологічних і соціально-економічних особливостей РМ. Крім того, ідеологія побудови СУ РМ повинна враховувати існуючу структуру АСДУ енергооб'єднань, а також структуру і параметри РМ міст. Аналіз оперативних завдань, що покладаються на СУ РМ свідчить про те, що управління режимами РМ міст ускладнене наявністю таких основних причин:

- управління режимами РМ вимагає передачі значного обсягу інформації великій кількості об'єктів із мінімальними затримками (режим циркулярного управління), що обумовлює збільшення вартості системи;

- для оцінки режиму РМ потрібна передача на ДП інформації від великої кількості об'єктів, яка істотно знижує ефективність рішень, що приймаються;

- наявність різноманітних за обсягом, інтенсивністю й пріоритетами потоків інформації ускладнює застосування добре розробленої класичної ідеології.

До особливостей СУ РМ можна зарахувати також відсутність достатньої кількості каналів управління в РМ СН і РМ НН. Це переважно невелика кількість телефонних каналів зв'язку з особливо важливими об'єктами ПЕМ:

окремими РП або ТП, орієнтованими на виконання простих функцій дискретного управління. У низці випадків використовується УКВ-зв'язок в обмеженому діапазоні частот. Варто зазначити також практичну відсутність систем безперервного управління об'єктами 0,4 — 10 кВ. У той же час ці об'єкти першими впливають на техніко-економічні показники усієї СЕП. При цьому особливу важливість відіграє необхідність одночасного управління великою кількістю параметрів режиму вузлів навантажень, що висуває вимогу гнучкості.

Необхідно також зазначити, що обсяг інформації, її інтенсивність і пріоритет змінюються залежно від рівня СЕП, цілей і завдань СУ. Так, наприклад, для визначення клерувальних дій на велику кількість активних елементів, необхідними є СУ, що працюють з мінімальними затримками (режим циркулярного управління). Крім того, під час оцінювання режиму РМ потрібна передача інформації на ДП від великої кількості вузлів, до того ж, у цьому випадку визначальну роль відіграє точність інформації. Дослідження, проведені в [4 — 6] свідчать про те, що використанням тільки існуючих телефонних каналів забезпечити СУ РМ інформацією необхідного обсягу і необхідної точності не є можливим. Наявність розглянутих особливостей висуває необхідність застосування системи передачі інформації, організованої в декількох середовищах: УКВ-середовищі, середовищі дротяної мережі або середовищі РМ. Крім того, враховуючи необхідність інтеграції СУ РМ в існуючі АСДУ енергосистем, вони повинні відповідати єдиним стандартам [20]. Найбільш важливим із них є наявність у програмному забезпеченні локальних обчислювальних систем (ЛОС) чотирьох або семи незалежних шарів за ієрархічної структури їхньої побудови.

Відомі СУ РМ побудовані на вузькоспеціалізованому зборі і передачі інформації між окремими об'єктами одного рівня. Це системи обліку електроспоживання [19], системи діагностики устаткування [4], реєстрації режимних параметрів [96]. Їх незалежне існування вимагає великої кількості каналів зв'язку й обумовлює їхнє неефективне використання завдяки дублюванню функцій, тому в основу розробленої СУ РМ покладено застосування інтегрованих мереж, що забезпечують можливість передачі інформації різним підсистемам. При цьому інформаційні мережі РМ розрізняються за такими ознаками [4]: призначенню, структурі, типу каналу зв'язку, швидкості передачі даних, способі з'єднання, алгоритму збору і розподілу даних. Під час створення СУ РМ найбільший інтерес становлять мережі збору і передачі інформації, функції збору й передачі даних, що поєднують у собі, між пунктами управління (ПУ) по двонаправлених каналах зв'язку. Найбільш характерними для РМ міст є радіально-вузлові, зіркові,



кільцеві і деревовидні структури СУ [4]. Зважаючи на велику різноманітність елементної і структурної бази, схеми і алгоритми функціонування мереж, при побудові СУ РМ необхідно враховувати велику кількість техніко-економічних чинників, тому аналіз СУ РМ здійснюється за частковими критеріями для конкретних умов та завдань.

Проведені дослідження [19] довели, що в умовах міст найбільш прийнятним середовищем для систем верхніх рівнів (мережі 110 кВ і вище) є телефонні лінії та УКВ-канали, а для нижніх — силові лінії РМ. Це багато в чому обумовлює ієрархічну структуру СУ, що певною мірою повторює структуру РМ. При цьому радіально-вузлова структура СУ РМ використовується як типова для технологій, що використовують як середовище для передачі інформації телефонні лінії. Основні пункти (ПУ) в цьому випадку розташовуються на ТП і РП або ВРП споживачів, а характеристика мережі багато в чому визначається здатністю інформаційних засобів ДП управляти потоками інформації, які передаються послідовно до проміжних (ПП) і кінцевих (ПК) пунктів.

Деревовидна структура СУ РМ є типовою для СУ, що використовують радіо-середовище. Для передачі інформації тут використовуються високошвидкісні канали (передусім радіорелейні). Основні пункти в цьому випадку можуть виконувати роль ретрансляторів або накопичувачів інформації. Проміжні пункти в цих умовах можуть виконувати роль концентраторів даних. Розташування основних і проміжних пунктів, а також виділення незалежних частин СУ визначаються топологією РМ і організацією каналів СУ.

Змішана конфігурація СУ РМ характерна для СУ, що поєднують у собі УКВ-середовище, середовище телефонних ліній зв'язку і силових ліній РМ 0,4 - 10 кВ. При цьому кожен пункт мережі може бути або комутатором, або концентратором даних. Невід'ємною умовою роботи такої мережі є наявність вискоєфективного алгоритму, необхідного для високошвидкісної комутації і розподілу сигналів.

Наявність обмежень щодо кількості каналів і смуги частот їх пропускання обумовлює необхідність органічного поєднання каналів, організованим по усіх трьох середовищах, і робить доцільним застосування змішаної структури СУ (рис. 6.1.). У цих умовах основною проблемою, що виникає під час побудови СУ РМ міст, є зменшення обсягу передаваної інформації. Одним із шляхів її вирішення є зниження надмірності інформації, яке може бути здійснене за такими основними напрямками:

— підвищення інтелектуальності локальних систем управління завдяки наданню ним частини керувальних функцій і зниження інформаційного зв'язку з вищими і суміжними системами;

- «стискування» інформації шляхом її попереднього імовірнісного оброблення;
- удосконалення структурно-алгоритмічних рішень;
- узгодження використання ресурсів локальних мереж;
- забезпечення можливості інтеграції СУ РМ в існуючі АСДУ енергооб'єднань.

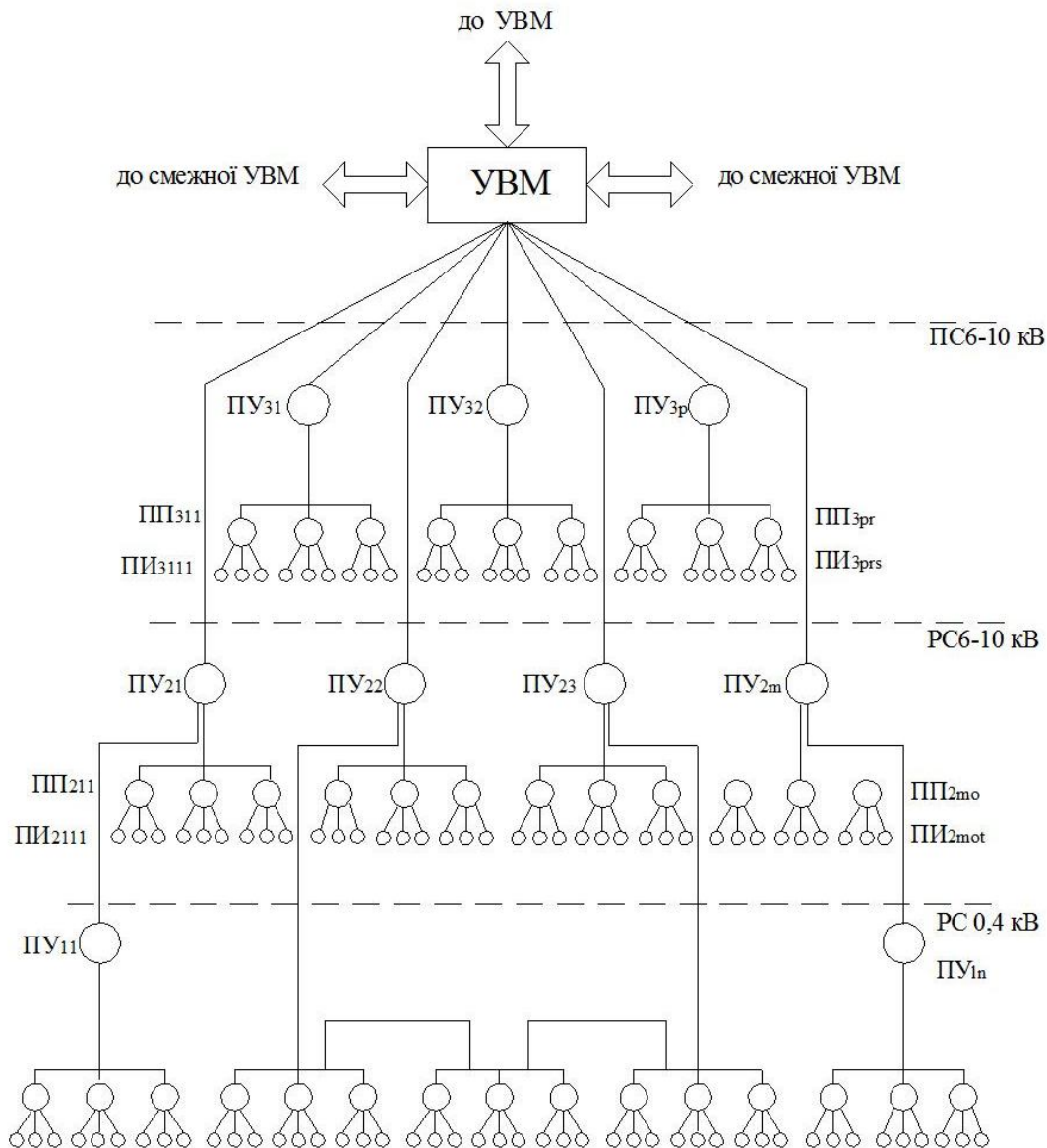


Рисунок 6.1 – Топологія системи керування

Застосування розглянутих основних підходів у поєднанні із стандартизацією елементів СУ дозволяє використовувати ієрархічний інтегрований принцип побудови СУ, що забезпечує можливість уніфікації елементів і модифікації її програмного забезпечення. При цьому використання мікропроцесорних засобів і засобів обчислювальної техніки

дозволяє автоматизувати не лише технологічні процеси в РМ, але і процеси оброблення і зберігання інформації.

Для побудови таких систем необхідно вирішити три основні завдання:

- вибір раціональної структури гнучкої системи, що забезпечує виконання необхідних функцій із заданими якісними показниками;
- вибір структури системи керування, що забезпечує оптимізацію кількості зв'язків і кількості пунктів керування;
- розробка алгоритмів функціонування СУ, що забезпечують досягнення заданих часових характеристик.

## 6.2 Функційно-алгоритмічні основи побудови гнучких систем

В основу розглядуваної концепції побудови гнучкої системи керування режимами РМ міст покладена ієрархічна багаторівнева агрегатована структура. На нижніх рівнях СУ РМ є безліччю локальних систем, для яких характерна відносна самостійність функціонування, пристосована для застосування у вузлах навантажень РМ. Для них найбільш ефективною є стабілізація параметрів технологічного процесу. Структура таких СУ РМ має розподілений характер (рис. 6.2). Її активні елементи (АЕ), що здійснюють корекцію параметрів режиму, максимально наближені до об'єктів управління. В ідеальному випадку АЕ встановлюються безпосередньо у вузлах навантажень РМ.

У цій роботі побудова СУ РМ виконана в припущенні, що основною їх метою є реалізація завдання «керування», що визначає приналежність СУ РМ до системи  $S$ , поданою парою  $X, Y$ , коли  $Y$  є розв'язанням задачі оптимізації, здійснюваної за допомогою рішення (5.21) для конкретного поєднання параметрів управління. У цьому сенсі  $S$  видається безліччю  $X$  і  $Y$ , тобто

$$S \subseteq X \times Y. \quad (6.1)$$

Ураховуючи цілеспрямований і функціональний характер дії системи, можна говорити про СУ РМ як відбиття

$$S: X \rightarrow Y, \quad (6.2)$$

де  $X$  і  $Y$  — відбита безліч входів  $x \in X$  і виходів  $y \in Y$ .

З урахуванням внутрішнього стану системи  $z \in Z$ , сформованого передісторією функціонування системи, вхідні сигнали СУ РМ беруть участь у формуванні вихідних сигналів. Останнє обумовлене наявністю інформації в елементах, що запам'ятовують. У результаті СУ РМ може розглядатися як відображення декартового перетворення безлічі вхідних сигналів  $X$  і безлічі внутрішніх станів  $Z$  у безліч вихідних сигналів  $Y$ , тобто

$$S: X \times Z \rightarrow Y. \quad (6.3)$$

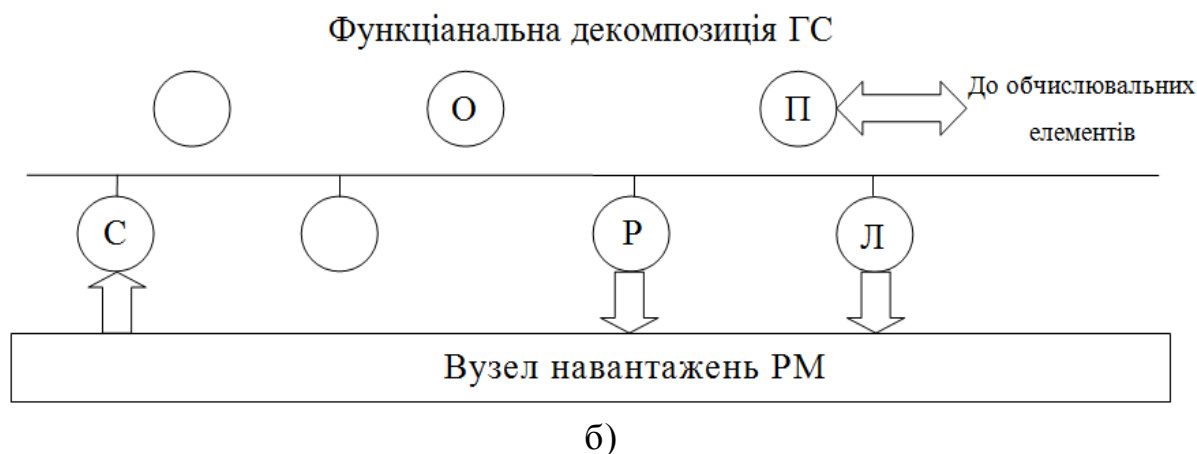
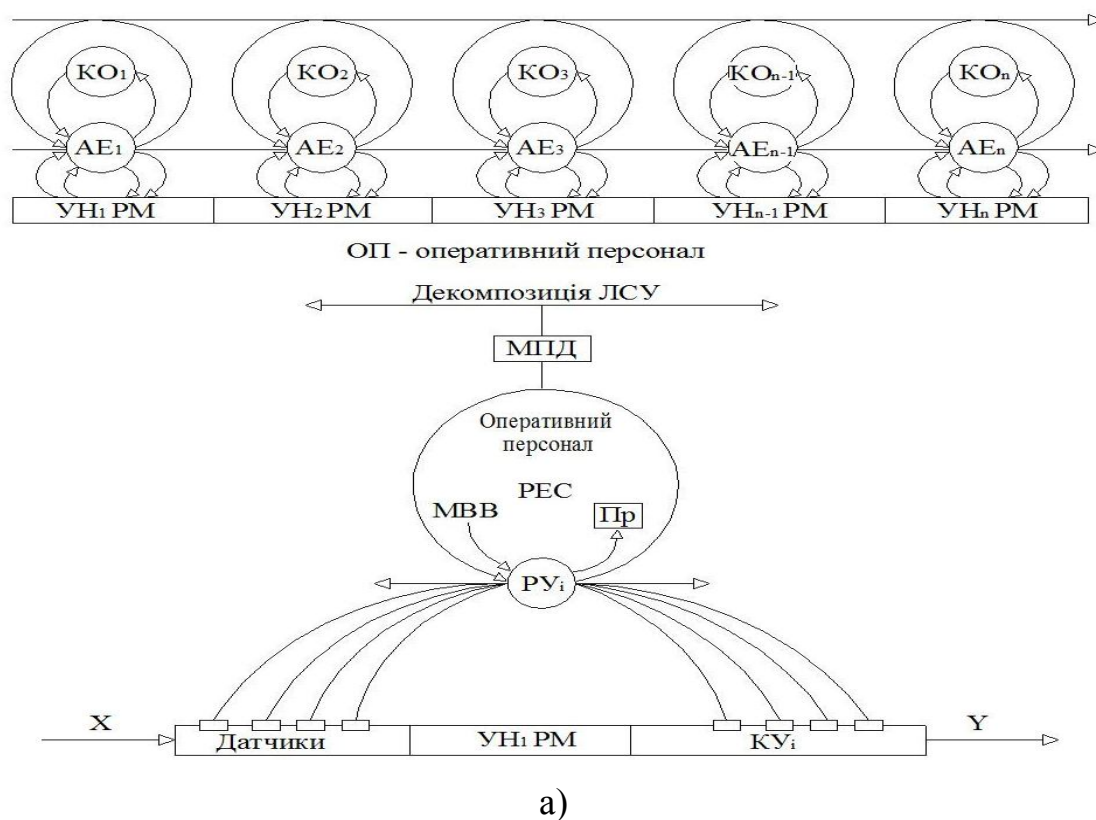


Рисунок 6.2 – Декомпозиція ГМ : а) структурна; б) функціональна;  
*С* – збір та обробка інформації; *Р* – регулювання; *Л* – логічне управління;  
*О* – ручний ввід та відображення інформації; *П* – передача інформації  
*Пр*-процесор; *МВВ* – модуль вводу-виводу; *КО* – контролер об'єкта;  
*МПД* – мультимплексом передачі даних

У розглядуваній СУ РМ виділено ряд послідовних рівнів ухвалення рішень, на кожному з яких відбувається оброблення інформації, що потрапляє з елементів нижнього рівня. Їх метою є вироблення координувальних дій на елементи цього рівня. Виділення рівнів ухвалення рішень виконане відповідно до вертикальної декомпозиції СУ РМ. На підставі результатів моделювання режимів (розділ 4) і відповідно до [7] у СЕП виділено 4 рівні керування: ВРП,

ТП, РП, ПС 35-110 кВ і СЕП у цілому, для кожного з яких характерні своя тривалість, критерії і параметри управління. Виділенню функційних завдань, вирішення яких не пов'язане з іншими завданнями цього рівня, відповідає горизонтальна декомпозиція СУ РМ. Горизонтальна декомпозиція нижніх рівнів СУ РМ відповідає виділенню локальних систем управління (ЛСУ), керування якими може вестися в автономному режимі. Кількість ЛСУ визначається структурою РМ, технічним наповненням і територіальним розташуванням її елементів. Функціонування локальних систем визначається алгоритмом управління, що характеризує послідовність операцій перетворення вхідного сигналу у вихідний. При цьому операції перетворення інформації, що укрупнюються, можна розглядати як алгоритмічні функції, які є своєрідними модулями, з яких можна складати алгоритм управління. Це стосується, насамперед, типових елементів, таких, що виконують певні алгоритмічні функції. Ознаками типізації СУ РМ та її елементів можуть бути їх орієнтація, інформаційна потужність, цільова спрямованість тощо. У цій роботі для типізації СУ РМ та її елементів прийнята об'єктивно-орієнтована ознака, що забезпечує можливість статистичного аналізу і прогнозування розвитку СУ РМ, управління окремими об'єктами, а також найбільш точного стану списку необхідних алгоритмічних функцій, оцінити склад параметрів СУ, сформулювати основні вимоги до технічних засобів. У цих умовах поняття типової СУ РМ зводиться до типової функціональної структури СУ РМ, яка може бути подана виразом

$$F: X \times \bar{f} \rightarrow Y, \quad (6.4)$$

де  $F$  - безліч алгоритмічних функцій.

Аналіз (6.4) дозволяє виявити наявність таких основних принципів структурного виконання СУ РМ:

1. Послідовність виконання алгоритмічних функцій СУ РМ визначається часовою послідовністю вхідних сигналів (логічна система)

$$F_L: X \times Z(X, P) \rightarrow Y, \quad (6.5)$$

де  $Z(X, P)$  — внутрішні стани системи, визначувані безліччю вхідних сигналів  $X$  і програмним чинником  $P$ , що визначає характер алгоритмічної функції.

2. Послідовність виконання алгоритмічних функцій задається програмою (вирішувальна система)

$$F_P: X \times Z(X, P, t) \rightarrow Y, \quad (6.6)$$

де  $Z(X, P, t)$  — внутрішній стан системи, визначуваний безліччю вхідних сигналів  $X$ , програмним чинником  $P$  і поточним часом  $t$ .

У реальних системах наявні обидва принципи структурного виконання

СУ РМ у різному їх поєднанні.

Розглянуті загальні закономірності функціонування СУ РМ визначають основні вимоги до алгоритмів функціонування локальних СУ. Подальша деталізація алгоритмів функціонування СУ РМ може бути виконана за допомогою їх контурної декомпозиції, що базується на наявності в локальній СУ декількох вузлів по збору і обробці інформації, певним чином пов'язаних із АЕ і ВУН. При цьому ухвалення рішень у розробленій СУ базується на багатшаровому принципі, згідно з яким складна проблема управління розчленовується на сімейство послідовно пов'язаних більш предметних проблем (шарів). Прийняте рішення в кожному попередньому шарі складає основу для ухвалення рішення в наступному шарі. Вирішення проблеми в цілому є послідовним рішенням складових її проблем. Цьому відповідає часовий розподіл операцій з управління параметрами режиму РМ. При цьому вузли інформації, здійснюючи циклічний обмін інформацією між ВУН і АЕ, у кожному циклі використовують додаткову інформацію, що отримується за триваліші інтервали часу. Як такі, використовуються сигнали від АЕ, різного роду статистичні дані тощо.

Аналіз типових структур СУ РМ з використанням її контурної декомпозиції дозволяє виявити підмножину алгоритмічних функцій, призначених для вирішення завдань керування технологічними процесами передачі і розподілу ЕЕ в РМ міст. Це:

- *контроль*: збір, зберігання та обробка даних про технологічні параметри, їх відхилення від заданих значень, а також спрацьовувань систем захисту і блокувань із метою оцінки, діагностики і програмування ходу технологічного процесу, стану устаткування і експлуатаційних показників РМ;

- *регулювання*: збір, обробка даних, формування і видача команд, що управляють, з метою стабілізації окремих параметрів технологічного процесу або їх зміни за заданим законом;

- *передача інформації*: підготовка даних і реалізація протоколів обміну з суміжними і вищими системами;

- *логічне управління*: управління дискретними або безперервними виконавчими органами за заданою або перебудовуваною програмою, залежно від стану технологічного процесу;

- *відображення технологічної інформації*: індикація, реєстрація даних, ручне введення інструкцій, команд і даних.

Вказані основні підмножини не є єдиними і мають експертний характер. У міру вивчення СЕП до складу алгоритмічних функцій можуть вноситися зміни. Наявність вказаних підмножин надає впорядкований характер завданню управління технологічними процесами в РМ міст і розробки їх програмного

забезпечення.

Застосування розглянутої вище концепції побудови СУ РМ забезпечує можливість агрегування технічних засобів систем управління і регулювання, яке полягає в їх компоновці з обмеженої кількості уніфікованих складових частин (агрегатних модулів), різноманітних проблемно- і об'єктно-орієнтованих елементів для вирішення конкретних завдань управління. Непередбачувані поєднання завдань, що виникають в локальних зонах СУ РМ, роблять метод агрегування єдино прийнятним для проектування СУ РМ такого типу [15]. Принцип агрегування базується на ідеї сумісності окремих частин технічного комплексу. Критерії сумісності для систем кожного рівня розроблені в [19]. Їх основу складає функціональний, конструктивний і програмний критерії, розглянуті в [15]. Інші (енергетичний, метрологічний, надійнісний) мають другорядне значення.

Найбільше значення, з погляду організації взаємодії модулів, має критерій функціональної сумісності [19], який визначає умови взаємодії модулів, а також умови зв'язку елементів кожного рівня між собою і зовнішнім середовищем. Функціональна сумісність відбиває всі особливості структури і компонування СУ РМ. Як довели результати аналізу, у локальних системах нижнього рівня доцільним є застосування циклічних алгоритмів, особливо це стосується мікроконтролерів.

Для наступного рівня управління характерним є вирішення завдань координації. Реалізація критеріїв функціональної сумісності здійснюється тут шляхом розроблення відповідних інтерфейсів.

Єдність конструктивної бази агрегатних модулів СУ РМ забезпечує критерій конструктивної сумісності. Тим самим створюються умови для сумісності модулів незалежно від місця їх виробництва, модернізації і умов експлуатації систем. Найбільш повно цим умовам відповідає чотириланцюгова схема агрегування: елемент — підсистема — система — комплекс. Їй відповідає чотирирівнева структура СУ РМ.

Необхідною умовою цілеспрямованої взаємодії елементів СУ РМ є їхня програмна сумісність. Останнє може бути досягнуте застосуванням єдиного інтерфейсу, що забезпечує функціональну сумісність модулів. Отже, наступним кроком є розроблення базової частини програмного забезпечення, що забезпечує взаємне функціонування окремих модулів СУ. Подальший розвиток СУ РМ може йти шляхом доповнення її програмними модулями і наступним їхнім нарощуванням.

Наступним етапом розвитку програмного забезпечення СУ РМ є створення оперативної системи реального часу, що здійснює реалізацію алгоритмів конкретних елементів СУ на базі програмних модулів. Тут можуть

бути визначені три рівні складності програмного забезпечення:

- рівень циклічних алгоритмів, що реалізовує, здебільшого, логічні операції і операції контролю, вимагає постійної готовності функціональних модулів, що беруть участь в циклічному опитуванні;

- рівень змішаних алгоритмів (циклічних і адресних), що забезпечує досягнення високої швидкодії на елементах нижнього рівня і реалізовує координувальну дію вищих рівнів;

- рівень алгоритмів адресного звернення до функціональних модулів, що забезпечує реалізацію складних програм з використанням методів оброблення інформації.

У зв'язку із забезпеченням сукупністю функціонального, конструктивного і програмного критеріїв принципової можливості взаємного стикування модулів, критерієм, що характеризує якість роботи цього об'єктивно-орієнтованого комплексу, побудованого з агрегатних модулів, є метрологічний критерій [13].

Реалізація розглянутих основних положень орієнтувалася на номенклатуру агрегатних модулів виробництва Харківського НВО САУ, розроблених для комплексу технічних засобів локальних систем, що інформаційно управляють, реалізуються нині в мікропроцесорних системах диспетчеризації, автоматики і телемеханізації (МІКРОДАТ).

Номенклатура агрегатних модулів «МІКРОДАТ» включає [21]:

- засоби оброблення інформації (мікроконтролери, арифметичні розширювачі, засоби контролю і діагностики);

- засоби обміну інформацією (по виділених некомутованих і комутованих, зокрема телеграфних, телефонних і радіоканалах зв'язку), сполучення з іншими агрегатними комплексами і ЕОМ;

- засоби зберігання інформації (модулі оперативної, зокрема незалежної програмованої пам'яті, що стирається);

- засоби введення безперервних і дискретних сигналів (постійного струму і напруги низького і середнього рівня, термо- і терморезистивних, частотних, фазових від селінів і трансформаторів, що обертаються, імпульсних від датчиків переміщень і кута повороту, часоімпульсних, дворівневих постійного і змінного струму, числоімпульсних, що кодуються тощо);

- засоби ручного введення, виведення і відображення інформації для місцевих пунктів контролю й управління (цифрові і кнопкові задатчики, індикатори дискретних сигналів, цифрові й символні індикатори);

- оперативно-диспетчерське устаткування (зокрема символна і функціональна клавіатура, різного роду монітори).



Окрім цього, у номенклатурі «МІКРОДАТ» є низка спеціалізованих засобів програмно-командного логічного управління (програмовані контролери) і засоби для цифрових систем регулювання, які можуть знайти застосування в СУ РМ міст для вирішення окремих локальних завдань.

Кінцевою метою роботи є синтез структури СУ РМ, що реалізовує заданий алгоритм управління. Маючи на увазі нестаціонарність зовнішніх умов і параметрів об'єктів управління, процесу управління доцільно надати адаптивний характер. Це дозволить максимально забезпечити виконання цільової функції управління, тобто оптимізацію вибраного критерію, що визначає ефективність управління при заданих обмеженнях. Подібні завдання незмінно призводять до багатосарових структур ухвалення рішень, аналіз яких складає основу синтезу СУ РМ. Модель такої системи має багаторівневу структуру, що включає низку багатовимірних контурів, у кожному з яких результуюча функція управління містить компоненти, залежні від корелюючих сигналів інших контурів.

Оскільки СУ РМ належить до систем з просторовим і часовим розподілом керувальних дій в СУ РМ введено дві моделі: повна розрахункова модель РМ і модель ухвалення рішень. Взаємодію моделей, організовано таким чином, що визначення керувальних дій здійснюється в два етапи, розділених у часі. Наявність же у складі СУ РМ розосередженого багатомашинного комплексу обумовлює територіальне рознесення керувальних дій тобто децентралізацію управління.

На першому етапі управління (зовнішній контур рис. 6.3) за повною інформацією про параметри режиму РМ  $x \in X$  визначаються узагальнені залежності між параметрами оптимальних режимів, що дозволяє в компактній і зручній формі узагальнити фізичні властивості РМ та її елементів. У загальному вигляді вони встановлюються за результатами статистичного аналізу інформації про параметри безлічі оптимальних режимів на попередньому інтервалі часу. Вибір подібного шляху отримання залежностей обумовлений стійкістю отримуваних співвідношень до зміни умов експлуатації і можливістю створення на їх основі довгострокових законів управління регулювальними пристроями [19]. У розділі 5 отримано аналітичні співвідношення, які зв'язують чисельне значення параметрів режиму з окремим значенням критерію ефективності, що дозволяє надати критерійну функцію у вигляді:

$$F = f\left(\gamma_{ik}^*, X, \Pi^*\right), \quad (6.7)$$

де  $\gamma_{ik}$  — вектор критерію подібності, що характеризує часткову участь

k-го показника i-го елемента в сумарному ефекті (за базисний прийнятий оптимальний режим);  $X_i^*, P_i^*$  — відносне значення параметрів режиму X і регулювальних пристроїв П.

Робота активних елементів РМ координується з центру зміною уставок і зон нечутливості, визначених у результаті розв'язання задачі техніко-економічної стійкості оптимального режиму [19]. Аналіз залежності (6.7) закінчується визначенням областей допустимих відхилень оптимальних параметрів режиму РМ і параметрів АЕ.

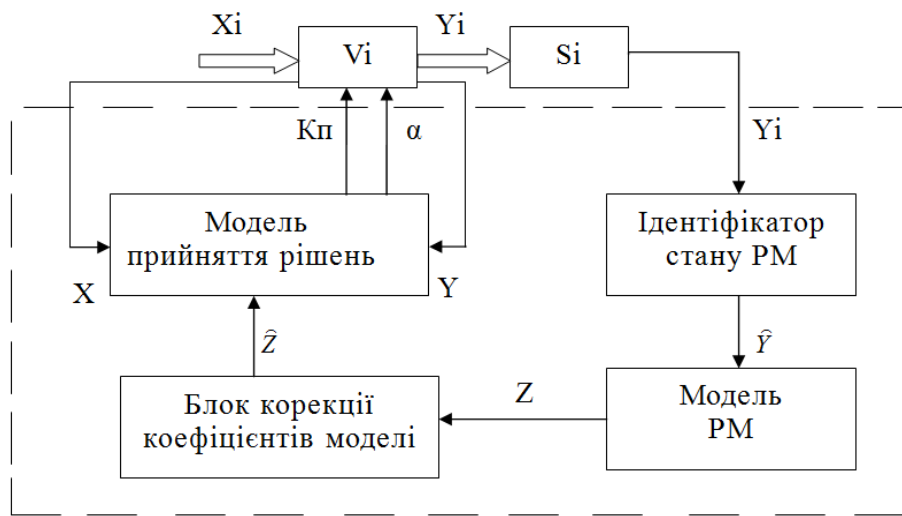


Рисунок 6.3 – Структурна схема АСУ ТП РМ

На першому етапі формується також модель, за якою визначаються керувальні дії у другому контурі управління. Вона формується, ґрунтуючись на тому, що для оптимізації режиму РМ за допомогою трансформаторів із подовжньо-поперечним регулюванням у ВУН мережі вводяться необхідної величини і фази додаткові ЕРС. При цьому значення ЕРС РМ, що оптимізують режим, визначаються методами теорії подібності у вигляді:

$$E_{УРА}^* = P_A^E I_P^*; \quad E_{УРР}^* = P_P^E I_A^*, \quad (6.8)$$

де  $P_A^E$  — матриці критеріїв подібності;  $I_A^*, I_P^*$  — вектори активної і реактивної складових струмів ВУН відносно струмів базисного режиму.

Знайдені критерії подібності П на другому етапі (внутрішній контур управління) використовуються для ухвалення рішень із реалізації нормальних режимів. Склад дій (значення параметрів регулювальних пристроїв П), що управляють, визначається для області практично рівноекономічних оптимальних режимів. Для знаходження оптимізуючих параметрів П

формується визначальна сукупність параметрів системи  $x \in X$ . При такій структурі управління режимами в темпі процесу здійснюється тільки у внутрішньому контурі. У зовнішньому контурі уточнюються значення критеріїв подібності  $\Pi$  і, відповідних ним, уставок КП. Оскільки  $\Pi$  достатньо стійкі до зміни навантаження РМ, то робиться це тільки при значних діях (зміні топології мережі, тижневих або сезонних змінах навантаження і т. д.).

У межах цього підходу спостерігається просторова і часова децентралізація процесу управління завдяки передачі частини функцій управління елементам нижнього рівня РМ, практично без втрати принципів централізованого управління. Досягається це завдяки тому, що на певному інтервалі зміни параметрів, регулювання здійснюється за місцевими параметрами у виділеній області корекції. У разі виходу параметрів режиму із заданого інтервалу, автоматично коригується закон регулювання (блок корекції на рис. 6.3). При цьому оскільки корекція здійснюється за результатами оптимізаційних розрахунків РМ у цілому, спостерігається мінімізація загальносистемного критерію  $F$ , тобто забезпечується дотримання системних принципів управління режимами РМ. У цій структурі, по суті, реалізовано централізоване управління децентралізованими підсистемами.

Таким чином, застосування цієї структури забезпечує оперативне управління режимами РМ за комплексним векторним критерієм  $F$  з урахуванням його чутливості до змін модуля, фази і гармонійного складу напруги і струмів у ВУН. При цьому функції централізованого управління зводяться до вибору уставок КП, а функції локального — до плавної зміни параметрів режиму в заданій області за місцевими параметрами.

### 6.3 Структура системи керування

Відповідно до основних принципів, наведених раніше, структурна схема системи управління РМ подана у вигляді (рис. 6.4). Як змінні стану  $x_i(t)$  цієї системи прийняті модулі, фази і гармонійний склад напруги і струмів кожної з фаз  $i$ -ї підсистеми  $u_{iv} \in U_{iv} = \{u_{i1}, u_{i3}, \dots, u_{in}\}$ ;  $i_{iv} \in I_{iv} = \{i_{i1}, i_{i3}, \dots, i_{in}\}$ ,  $\varphi_{iv} \in \Phi_{iv} = \{\varphi_{i1}, \varphi_{i3}, \dots, \varphi_{in}\}$ ,  $v = \overline{1, N}$ , а також змінні, що характеризують стан активних елементів АЕ системи: їхні номінальні потужності  $S_{hi} \in S_{hi} = \{S_{h1}, S_{h2}, \dots, S_{hK}\}$ ; діапазон регулювання параметрів режиму  $\delta u_{hi} \in \delta U_{hi} = \{\delta u_{h1}, \delta u_{h2}, \dots, \delta u_{hK}\}$ ,  $\delta i_{hi} \in \delta I_{hi} = \{\delta i_{h1}, \delta i_{h2}, \dots, \delta i_{hK}\}$ ,  $\delta \varphi_{hi} \in \delta \Phi_{hi} = \{\varphi_{h1}, \varphi_{h2}, \dots, \varphi_{hK}\}$ ; а також енергетичні показники  $K_{mi} \in k_{mi} = \{k_{m1}, k_{m2}, \dots, k_{mK}\}$ ,  $K_{ni} \in k_{ni} = \{k_{n1}, k_{n2}, \dots, k_{nK}\}$ ,  $k = \overline{1, K}$ . Вхідні дії  $U(t)$ ,  $I(t)$ ,  $\varphi(t)$  розрізнятимемо залежно від типу АЕ. Для системи, що розробляється, як

АЕ використані: багатофункціональні перетворювачі напруги (БПН), системи регулювання напруги (СРН), трансформатори з РПН, генератори з АРВ, засоби компенсації реактивної потужності (КРП), синхронні двигуни, синхронні компенсатори, статичні компенсатори (СТКРП), батареї статичних конденсаторів (БСК) тощо. Під входньою дією для СУ РМ маються на увазі величини напруги  $u_i$ , струмів  $i_i$  і кутів  $\varphi_i$  між ними. Прийнято, що відповідно до структури об'єкта і умов його експлуатації, у просторі  $U$  змінних  $U_1, U_2, \dots, U_n$ ;  $I_1, I_2, \dots, I_n$ ;  $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n$  задані безліч  $\Omega(U), \Omega(I), \Omega(\varphi)$  і параметри управління  $u_1, u_2, \dots, u_n$ ;  $i_1, i_2, \dots, i_n$ ;  $\varphi_1, \varphi_2, \dots$  (у кожен момент  $n$  набувають тільки таких значень, за яких вектори  $U(t), I(t), \varphi(t)$  з компонентами  $u_1(t), u_2(t), i_1(t), i_2(t), \varphi_1(t), \varphi_2(t)$  належать безлічі  $\Omega(U), \Omega(I), \Omega(\varphi)$  області керування. При цьому обмеження, накладені не лише на параметри управління, але і на координати  $x_1, \dots, x_n$  області можливих станів системи  $\Omega(U), \Omega(I), \Omega(\varphi)$ . У цьому випадку дія системи керування визначається станом РМ. Так, для післяаварійного режиму, для якого характерний дефіцит потужності, що супроводжується зниженням напруги і коефіцієнта потужності, дія СУ РМ залежить від причин дефіциту. Під час планової зміни потужності прогнозується проходження  $P_{\max}$  (по кожному ВУН), і переважно виконання цих обмежень покладають на себе елементи верхнього рівня СУ РМ. У разі випадкової зміни, унаслідок раптової зміни потужності навантаження або генеруючих джерел, дія СУ РМ спрямована на розподіл цього дефіциту між АЕ і виконання обмежень. До основних обмежень у цьому режимі можна зарахувати час керування  $t_y$ , який має бути менше допустимого, що вимагає участі елементів нижнього рівня. За нормального режиму роботи РМ і відсутності дефіциту потужності по енергосистемі на СУ РМ покладається керування параметрами режиму по техніко-економічних критеріях відповідно до умов прийнятих контрактів. Можлива також і «вільна» траєкторія СУ РМ без обмежень. Розглядувана СУ РМ загалом є різновидом класичної системи стохастичного керування. Її відмітною ознакою є наявність двох груп вирішувальних елементів. Вирішальний елемент  $C_1$  системи включає функції мінімізації (максимізації) функції якості РМ у цілому (глобальна оптимізація). Вирішувальні елементи  $C_{1i}$  локальних систем здійснюють оптимізацію режимів РМ на кожному з рівнів (локальна оптимізація).

У прийнятому визначенні завдання стохастичного оптимального керування в системі управління (рис. 6.4) присутні дві групи вирішальних елементів  $C_1$  і  $C_{1i}$ . Першому з них ( $C_1$ ) «відома» математична форма запису динаміки стану, зв'язок між вектором вимірів і станів об'єкту керування ( $S$ ), щільність ймовірності всіх основних випадкових змінних. Мета роботи контролера  $C_1$  — мінімізувати глобальну векторну функцію якості. Контролер  $C_1$  у будь-який момент часу  $t$  отримує миттєво і без спотворення відгук про усі

минулі керування або рішення, а також усі минулі й дійсні виміри.

Другій групі контролерів відомий стан кожного  $i$ -го елемента  $S_{1i}$  у будь-який момент часу  $t$ , а також математичні форми запису критерійних функцій якості. Метою їхньої роботи є мінімізація їхніх локальних векторних функцій якості за місцевими параметрами.

Ураховуючи поетапне вирішення проблеми, у цій роботі розглядається ієрархічна структура з двома рівнями управління (ЦСУ — централізована структура і ЛСУ — локальна структура з автономним керуванням). Особливістю цієї структури є поєднання централізованого управління РМ з частковим локальним керуванням (з елементами локального керування) окремими об'єктами (або їх групами). Відповідно до цього функції управління розподіляються між центральним органом  $C_1$ , який реалізує алгоритм глобального управління РМ, і локальними органами  $C_{11}, C_{12}, \dots, C_{1n}$ , кожен із яких вирішує завдання управління деякою підмножиною об'єктів  $S_{11}, S_{12}, \dots, S_{1n}$  відповідно до дії центрального органу (ЦО), що управляє.

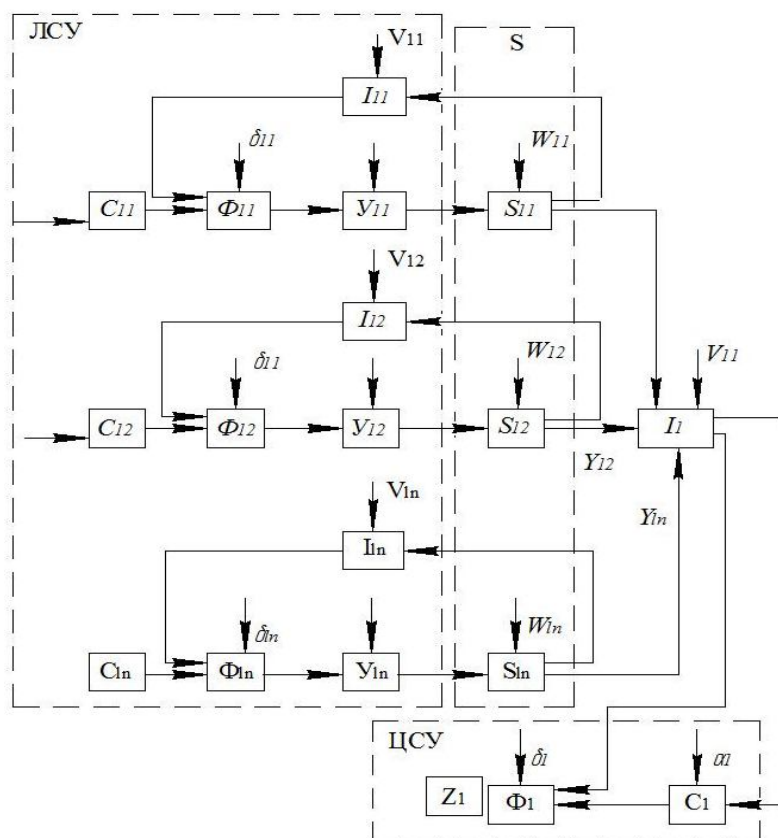


Рисунок 6.4 – Структурна схема СУ РМ:

$S$  – об'єкт керування (РМ);  $I$  – вимірювальна система;  $Y$  – виконавча система;  $\Phi$  – система прийняття рішення;  $C$  – вирішальна система

Особливістю локальних органів є те, що для них передбачаються різні завдання керування. Так, для деяких типів споживачів (наприклад, комунально-

побутових, окремих типів промислових споживачів) управління здійснюється за виконавчими командами ЦСУ, тоді як для вузлів навантажень низької напруги, а також окремих споживачів НН — за командами центрального органу відповідно до локального алгоритму.

У цій структурі поєднуються багато позитивних функціональних властивостей повністю централізованою і децентралізованою структур, таких як: максимальна автономність локальних центрів у процесі управління з можливістю оптимального керування системою в цілому; централізоване зберігання і обробка інформації, що належать до усієї системи в цілому з децентралізованим розміщенням і обробкою інформації, необхідної для автономного управління окремими об'єктами; знижені вимоги до пропускнуої спроможності й продуктивності локальних органів керування з високою загальною пропускнуою спроможністю (продуктивністю системи); підвищена надійність, оскільки у разі виходу з ладу ЦСУ локальні центри керування можуть продовжувати функціонувати, наприклад, відповідно до останньої дії ЦСУ, що управляє.

Відмінність запропонованої структури системи автоматичного управління РМ від традиційної структури централізованої системи з автономним управлінням полягає у виконанні контролю стану режимних параметрів РМ (див. рис. 6.4). Так, унаслідок особливостей РМ, ускладнений безпосередній вимір параметрів режиму комунально-побутових споживачів, окремих промпідприємств у темпі процесу, що обумовлює вимір параметрів режиму РМ за інтегральними або непрямими показниками. Варто зазначити також, що стан локальних об'єктів важливий як для керування РМ, так і для наступного економічного управління РМ за результатами виконання обмежень.

Для нормального режиму РМ в основу роботи системи пропонується покласти принцип функціонування системи з неповною інформацією про об'єкт управління і пасивним накопиченням її в процесі управління, тобто процес накопичення («стискування») інформації про сигнал  $\lambda(U)$ , що управляє, не залежить від алгоритму (стратегії) вирішального пристрою С. Накопичення інформації в цьому випадку полягає в спостереженні сигналів  $\hat{x}(t)$  і побудові за ними гіпотез (прогнозу) про процес  $\lambda_1(U_0)$ . Передбачається також, що сам по собі процес спостереження не залежить від того, яке рішення приймає вирішальний пристрій про характер  $\lambda$ . Отриману інформацію можна тільки правильно використовувати, але її не можна збільшити, яка б не була стратегія керування пристрою. Збільшення інформації можливе шляхом її накопичення за допомогою засобів інформаційного забезпечення в моменти відсутності керувальних сигналів.

Разом із цим для найбільш важливих об'єктів регулювання

передбачається можливість непрямого активного накопичення даних, що сприятиме швидшому і точнішому вивченню характеристик об'єкта керування і сприятиме ефективнішому управлінню цим об'єктом. У після аварійному режимі роботи РМ ефективнішим є принцип функціонування системи з активним накопиченням інформації [4].

У цілому подана вище система керування належить до незв'язаних багатовимірних двоканальних мультипроцесорних систем. Припускаючи ізолювану дію АЕ, система керування може бути представлена як сукупність одновимірних систем, які взагалі, належать до класу цифрових систем автоматичного управління САУ [9].

#### 6.4 Структурно-алгоритмічна організація керування розподільними мережами

Організація роботи СУ РМ значно ускладнена, зважаючи на велику різноманітність структур і схем РМ, а також їхніх елементів — живильних і розподільних мереж вищої, середньої і нижчої напруги. У цих умовах особливу актуальність набуває розробка методів машинного моделювання структур і параметрів РМ.

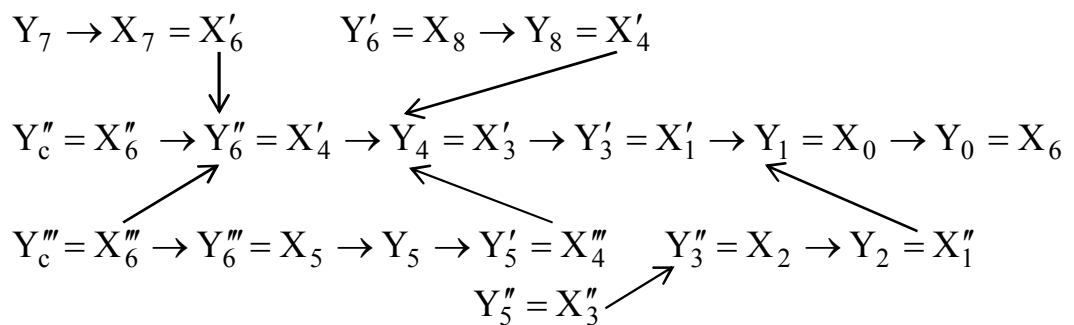
Одним із напрямів розв'язання цієї задачі є застосування теорії графів, відповідно до якої рух енергії в РМ як одній з тотожних пар входів і виходів потоків енергії, маси й інформації, може бути описаний за допомогою графа, вершини якого означають відношення перетворень, а ребра — відношення зв'язків. Дія кожного з елементів РМ розглядається тут як результат перетворення вхідного параметра  $X$  у вихідний —  $Y$  ( $X, R, Y$ ). Між РМ як складним технічним комплексом і сукупністю  $C$  діють відношення зв'язку, обумовлені об'єднанням вхідних параметрів сукупності  $C$   $X_c', X_c'', X_c'''$  і комплексу  $Y_c$ . При цьому дія елементів 6, 5, 4, 3, 1 комплексу є складним і заснована на виконанні енергетичних перетворень, а тому його входи є енергетичними. Так, зокрема, дія елементу 6 заснована на виконанні перетворень  $X_{6'}, \bar{R} Y_{6'}, X_{6'}, \bar{R} Y_{6''}, X_{6'}, \bar{R} Y_{6'''}, X_{6''}, \bar{R} Y_{6'}, X_{6''}, \bar{R} Y_{6''}, X_{6''}, \bar{R} Y_{6'''}, X_{6''}, \bar{R} Y_{6'}, X_{6''}, \bar{R} Y_{6''}, X_{6''}, \bar{R} Y_{6''} \Delta X_{6'} = Y_7, X_{6''} = Y_{C''}, X_{6''} = Y_{C''}, Y_{6'} = X_8, Y_{6''} = X_{4''}, Y_{6''} = X_5$ , що мають на своїй меті приведення параметрів електричної енергії, що отримується від енергосистем, до відповідності вимогам основної маси споживачів району міста. Отже, входи є енергетичними.

Дія елементів 5, 4, 3, 2, 1 заснована на виконанні перетворень  $X_5, \bar{R} Y_5, X_5, \bar{R} Y_5 \Delta X_5 = Y_{6''}, Y_5 = X_4, Y_5'' = X_3; X_4, \bar{R} Y_4, X_4'', \bar{R} Y_4 \Delta X_4 = Y_8,$

$X_4'' = Y_6''$ ,  $X_4''' = Y_5'$ ,  $Y_4 = X_3'$ ;  $X_3' \bar{R} Y_3'$ ;  $X_3' \bar{R} Y_3''$ ,  $X_3'' \bar{R} Y_3'$ ,  
 $X_3'' \bar{R} Y_3'' \Delta X_3' = Y_4$ ,  $X_3'' = Y_5''$ ,  $Y_3' = X_1'$ ,  $Y_3'' = X_2$ ;  $X_1' \bar{R} Y_1$ ,  
 $X_1'' \bar{R} Y_1 \Delta X_1 = X_0$ ,  $X_1' = Y_8'$ ,  $X_1'' = Y_C$ , метою яких є приведення параметрів  
електричної енергії, що надходить від ДЖ або МЕС, до відповідності вимогам  
окремих груп однорідних споживачів.

Елемент 1 є комплектом захисно-комутаційної регулювальної апаратури  
призначеної для управління технологічною установкою. Елементи 2, 8  
виконують прості перетворення  $X_2 \bar{R} Y_2$  і  $X_8 \bar{R} Y_8$ , що мають на своїй  
меті приведення параметрів електричної енергії, що надходить від ТП або ВРП,  
до відповідності вимогам груп однорідних електроприймачів і споживачів,  
відповідно. Елемент 7 виконує просте енергетичне перетворення  $X_7 \bar{R} Y_7$  із  
перетворення теплової енергії вугілля, газу або мазуту в електричну енергію,  
що виробляється турбогенератором. Отже, вхід  $X_7$  є масовим, а вхід  $Y_7$  —  
енергетичним. Елемент 0 виконує зворотне просте перетворення  $X_0 \bar{R} Y_0$ ,  
що має на своїй меті перетворення електричної енергії в інші її види (теплову,  
світлову, механічну тощо). Його вихідний параметр  $Y_0$  є одночасно і вхідним  
параметром системи  $X_C$ .

Запис відношення перетворень і відношення зв'язків РМ як складного  
технічного комплексу має вигляд:

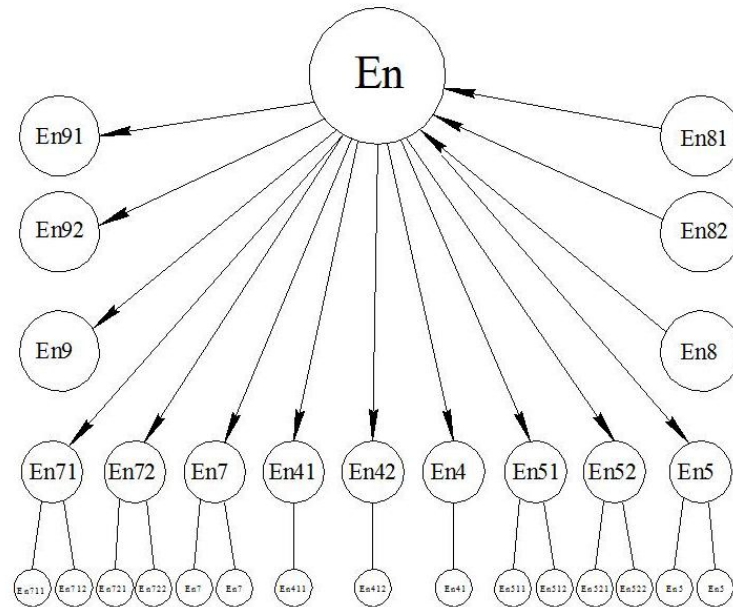


Відношення між комплексом і сукупністю С розкриває зв'язок  $Y_0 = X_C$ .  
Аналіз (6.9) свідчить про ізоморфізм записів процесу. Наведена на рисунку 6.5,  
б схема РМ дозволяє зарахувати РМ міста до комплексів послідовної дії. Для  
опису руху енергії в РМ як одній з тотожних пар входів і виходів потоків  
енергії, маси і інформації, застосовано граф, вершини якого означають  
відношення перетворень, а ребра — відношення зв'язків, наведених на рисунку  
6.5, в.

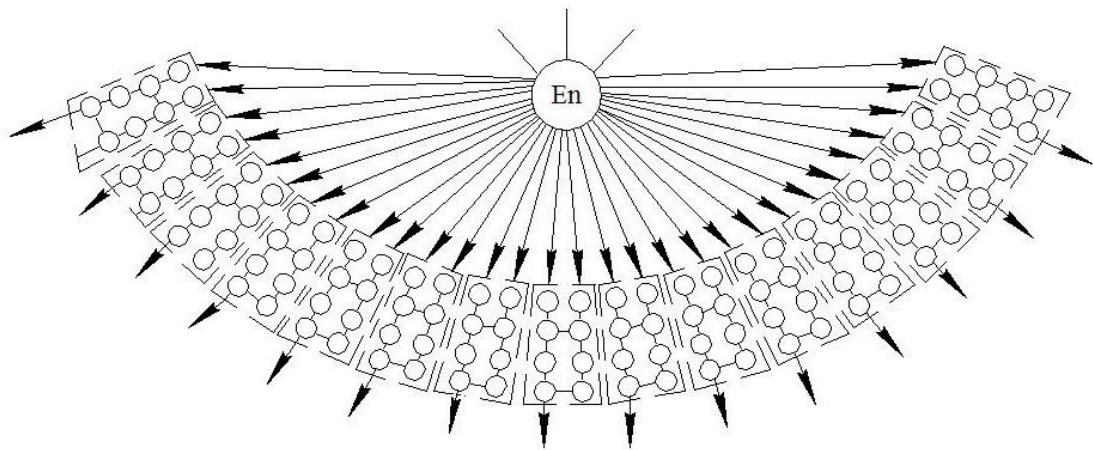
Граф дозволяє однозначно розпізнати властивості РМ на її верхніх рівнях,  
де вимагається відносно невисокий рівень деталізації. Для дослідження  
властивостей РМ на її нижніх рівнях вимагається вищий рівень деталізації. У  
цьому випадку доцільнішим є застосування зворотного графа, у якому



відношення перетворень утворені ребрами, а відношення зв'язків — вершинами, яким відповідають тотожні пари входів і виходів потоків енергії, маси і інформації. Зворотний граф наочніше відбиває складність перетворень як основу дії елементів 6, 5, 4, 3 і 1. Наявність ребер 6', 6'', 6''' і 4', 4'', 4''', а також 5', 5''; 3', 3'' і 1', 1'' свідчить про присутність збіжних (в першому випадку) і розбіжних (в другому) перетворень.

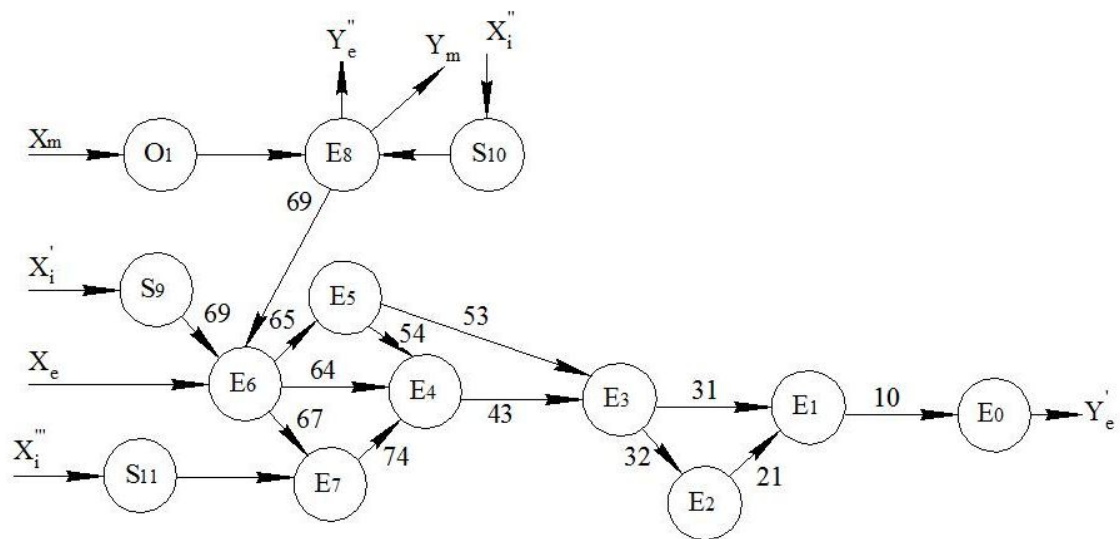


а)

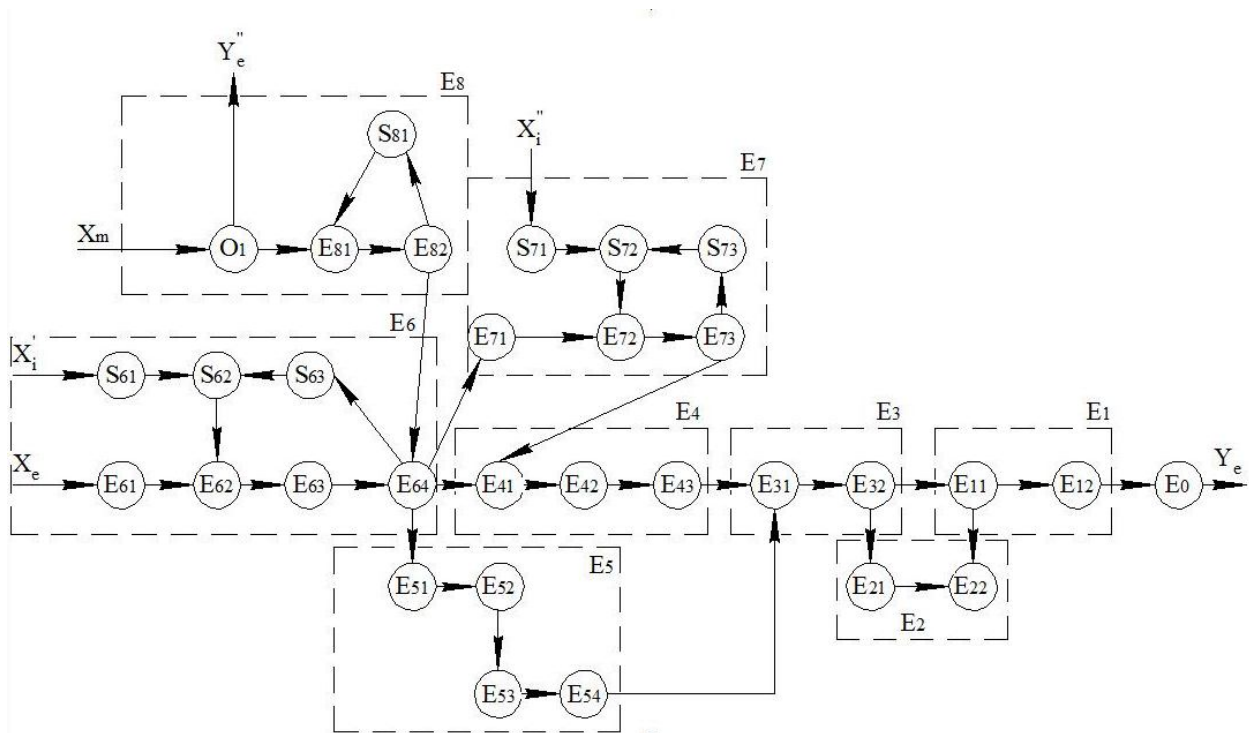


б)

Рисунок 6.5 – Функційна схема п'ятого ієрархічного рівня РМ при першому (а) і другому (б) рівнях деталізації



а)



б)

Рисунок 6.6 – Граф СЕП району міста при першому (а) і другому (б) рівнях деталізації: (1-9) – відношення перетворень; (1i-9i) — відношення зв'язків; Е — енергетична система; S – інформаційна система

Рівень деталізації описів визначається рівнем елементів РМ. Перший рівень деталізації застосовується для дослідження окремих елементів або РМ в цілому без урахування їх внутрішніх зв'язків (рис. 6.6, б - 6.7, а). Другий рівень деталізації (рис. 6.6, в - 6.7, б) застосовується для дослідження властивостей системи або елементів, що входять у неї, з урахуванням її внутрішніх і

зовнішніх зв'язків. На рисунку 6.8, а наведений граф РМ району міста для першого, а на рисунку 6.8, г — для другого рівня деталізації, у якому враховані зовнішні (із довкіллям, енергосистемою) і внутрішні (із підсистемами, або їх елементами) зв'язки. При цьому представлення РМ на більш високому рівні деталізації є, по суті, записом властивостей системи і її елементів. У цілому деталізація РМ забезпечує умови повноцінного аналізу її роботи з урахуванням динаміки їх розвитку.

Починаючи з деякого рівня складності, виявляються зворотні зв'язки. Для наведеної на рисунку 6.8, б схеми СЕП такі зв'язки виявилися в елементах Е6 (Е64, S62, S61, Е62), Е7 (Е73, S71, Е72), Е8 (Е83, Е81, Е82), що свідчить про досконалість їхніх властивостей.

В умовах застосування ЕОМ запис властивостей СЕП здійснюється в матричній формі.

## 6.5 Мікропроцесорна реалізація СУ РМ систем

Структурно мікропроцесорні СУ РМ складаються з централізованої (ЦСУ) і локальних (ЛСУ) систем, що виконують функції автоматизованого управління параметрами режиму на окремих стадіях технологічного процесу. Кожна з систем містить низку функційних модулів (телемеханічний, обчислювальний, зв'язків та ін.), модулів загальної пам'яті, модулів контролю, збору і обробки телемеханічної інформації. При цьому локальні пристрої можуть по цифровому модулю зв'язку вести діалог з суміжними модулями. Для зв'язку центральної і локальних систем прийнята зіркова структура ліній зв'язку [14], що забезпечує взаємодію систем за схемою «точка в точку». Це вимагає порівняно простого набору процедур, що реалізуються, як правило, єдиним програмним модулем, який включається до складу прикладних програм. Прикладом таких мереж є розроблене фірмою «Сіменс» сімейство комутаційних схем SINEC, орієнтованих на багаторівневі системи [11]. Застосування розглянутих принципів забезпечує можливість побудови СУ, що охоплюють нижній (базовий) і частково середній рівні ієрархії. Система забезпечує виконання операцій регулювання і логічного управління, до складу яких входять такі основні функції:

- координація роботи локальних систем;
- регулювання параметрів режиму РМ, зокрема реалізація ПД, ПІ і ПІД законів;
- циклічне управління системами введення-виведення даних;
- попереднє оброблення даних;
- діагностика порушень.

Розроблена структура СУ РМ становить ієрархічну розподілену систему, що охоплює усі елементи СЕП (ТП, РП, ПС 110/10 кВ і лінії 0,38; 6-10 і 110 кВ) і побудована за модульним принципом. Як основна структурна одиниця прийнята СУ району міста, що включає модульні СУ об'єктів 0,4 кВ, вузлів навантажень (ВУН) РМ 0,4 кВ, РМ і ПС 6-10 кВ. Кількість елементів СУ складає: до 500 000 об'єктів 0,4 кВ, до 100 ПС 110/10(6) кВ, до 1000 ТП і до 500 РП. СУ містить інформаційну мережу, локальні пристрої збору і обробки інформації, а також гнучкі активні елементи АЕ.

Інформаційна мережа виконує такі функції [91]:

- обмін інформацією між АЕ і ЛСУ, обчислювальним керувальним комплексом (УОК) і інформаційною мережею вищих рівнів управління;
- керування потоками інформації відповідно до заданих адрес;
- передача сигналів по каналах зв'язку.

Пристрої ЛСУ виконують функції:

- збір, оброблення і зберігання інформації про значення уставок АЕ, а також режимні параметри технологічного процесу;
- управління АЕ відповідно до повідомлень, що надходять, або локальних алгоритмів;
- обмін інформацією по інформаційним мережам (ІМ).

СУ РМ містить чотири рівні: об'єкти РМ 0,4 кВ (1 рівень), об'єкти ПС і РМ 6-10 кВ (2 рівень), об'єкти ПС ВН (3 рівень), об'єкти СЕП міста в цілому (4 рівень). За основу СУ прийнята деревовидна структура (рис. 6.9) [94]. Пункти комутації СУ (ПК) мають дворівневу структуру. Вони містять програмований каналний адаптер (ПКА) і мультиплексом передачі даних (МПД), функції управління потоками інформації певного рівня, що виконують відповідно, і виконання команд ПКА. При цьому команди верхнього рівня мають пріоритет і переривають виконання команд на нижньому рівні.

ЛСУ — це цифровий пристрій, що здійснює функції контролю і управління режимами АЕ, а також реєстрацію їх параметрів (значення струмів, напруги і кутів зрушення між ними). У ЛСУ використаний контролер об'єкту (КО), який містить центральний процесор (Пр), модулі пам'яті й інтерфейси введення-виведення (МВВ). Передача сигналів на АЕ здійснюється за допомогою пристрою перетворення і передачі сигналів (УППС), яке забезпечує взаємне перетворення і передачу кодоімпульсних сигналів. Як основні під час управління режимами АЕ ПС застосовуються ВЧ-канали і УКВ-середовище. Для управління режимами РП і ТП використовуються РМ 6,10 кВ, а для управління режимами АЕ споживачів РМ 0,4 кВ — силові і телефонні лінії.

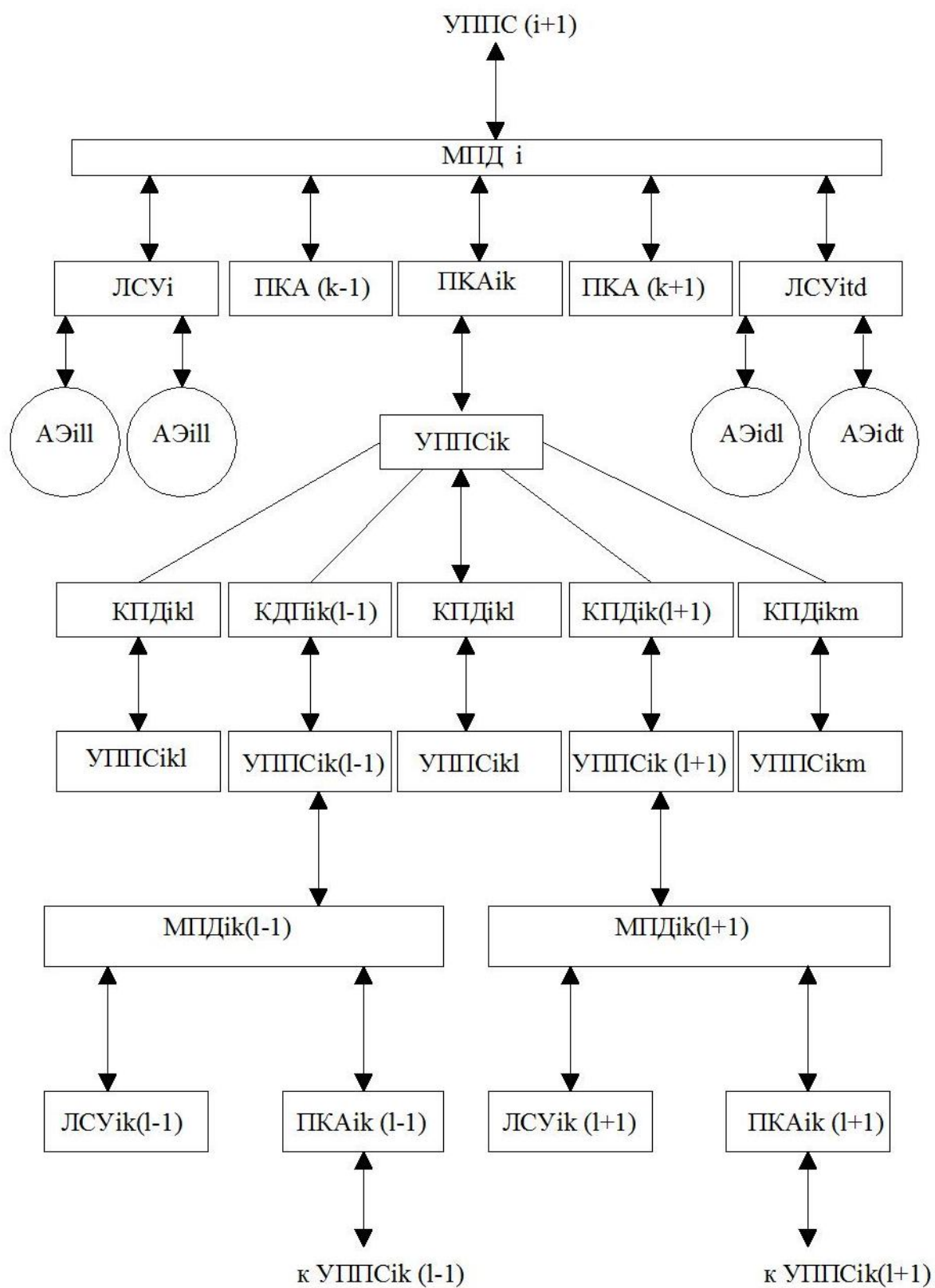


Рисунок 6.7 – Структура модуля СУ РМ

Розроблена СУ передбачає роботу в автоматичному і ручному

режимах. Автоматичний режим системи передбачає дві модифікації: вимір режимних параметрів РМ (АВ) і управління режимами РМ (АУ).

До підрежимів автоматичного режиму належать:

- «зріз» по вимірюваних параметрах згідно зі списком об'єктів і списком вищого рівня;
- керування об'єктами РМ згідно зі списком об'єктів і списком верхніх рівнів керування;
- ініціалізація щодо встановлення конфігурації мережі.

Режим роботи «Ручний» передбачає дві модифікації: отримання інформації про стан (РВ) і керування режимами (РУ) об'єктів РМ за ініціативою оперативного персоналу. Об'єктами виступають АЕ усіх рівнів.

У режимі роботи «Управління» передбачається передача клерувальних повідомлень на певний об'єкт за ініціативою оперативного персоналу або УВК РМ. До клерувальних належать повідомлення із дискретного управління уставками регульовальних пристроїв, а також повідомлення для регулювання окремих параметрів РМ. Виконавчою командою можуть бути команди на перемикання уставок АЕ, положень РПН трансформаторів, ємнісних конденсаторів БСК тощо.

Під час розроблення програмного забезпечення СУ РМ використаний модульний підхід із структурним упорядковуванням алгоритмів, орієнтований на елементарну базу «МІКРОДАТ» [21]. Як операційна система для пристроїв ПКА, МПД, ЛСУ застосований мікропроцесорний модуль на базі 1821BM85 широко використовуюваною в розробках Харківського СКБ САУ, у поєднанні з операційною системою (ОС) RMX - 80. Ця система працює в режимі реального часу і виконує диспетчеризацію й синхронізацію обчислювальних процесів. Розроблений на основі розглянутих принципів комплекс технічних засобів СУ РМ містить модулі процесора, інтерфейсів, дискретних входів, управління, живлення, введення-виведення і орієнтований на вітчизняну елементну базу (ИМС КР 1821 МВ 85 КР 537 РК 17, КР 573 РФ 6 місткістю 4×8 Кбайт та ін.). На стадії попередніх випробувань як контролер об'єкта використаний контролер, розроблений в КПП [4]. У перспективі передбачається використання мікропроцесорів фірми «З – Ворд Інжиніринг» (Z - WORLD ENGINEERING) і «Октогон» (OKTOGON).

Основні характеристики діючого зразка СУ:

- кількість рівнів — чотири (об'єкти 0,4 кВ; ТП, РП; ПС);
- кількість МПД одного рівня — до п'яти на усіх рівнях ІС;
- кількість ПКА нижчого — до п'яти;
- кількість пристроїв ЛСУ, що підключаються до МПД — до п'яти.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року [Текст] / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник [і ін.]. – Київ: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. – 275 с.
2. Кузнецов В. Г. Оптимизация режимов электрических сетей / В. Г. Кузнецов, Ю. И. Тугай, В. А. Баженов. – Київ: Наукова думка, 1992. – 216 с.
3. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
4. Кузнецов В. Г. Энергетические процессы в многофазных цепях при наличии несимметрии и высших гармоник / В. Г. Кузнецов – Київ: Наукова думка, 1978. – 91 с.
5. Глазунов А. А. Оптимизация структур и параметров систем электро-снабжения городов: Автореферат Дисс. докт. техн. наук: 05.14.02. – М., 1983. – 460 с.
6. Шидловский А. К. Повышение качества энергии в электрических сетях / А. К. Шидловский, В. Г. Кузнецов. – Київ: Наукова Думка, 1985. – 268 с.
7. Маркушевич Н. С. Автоматизация управления режимами электрических сетей 6-20 кВ. – М.: Энергия, 1980. – 209 с.
8. Козлов В. А. Электроснабжение городов. – Л.: Энергия, 1977. – 280 с.
9. Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97 (ИЕК, ИЕС). - [Чинний від 1997-11-21]. – Минск: Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации. 1997. – 38 с.
10. Technology and innovation report 2011. Powering Development with Renewable Energy Technologies [Електронний ресурс]. – Режим доступу до журн.: [http://unctad.org/en/docs/tir2011\\_en.pdf](http://unctad.org/en/docs/tir2011_en.pdf).
11. Renewables 2012 global status report [Електронний ресурс]. – Режим доступу до журн.: [http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012\\_low.pdf](http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012_low.pdf).
12. Sharat Ranjan. Decentralised power generation and distribution // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2006. – P. 147-155
13. Taro Kondo. Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices // IEEE Transactions on Power and Energy. – 2006. – Vol. 126. - №3. – P. 347-358.

14. B. Mahdad. Optimal coordination and penetration of distributed generation with shunt facts using ga/fuzzy rules // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2009. – Vol.4. - №1. – P. 1-12.
15. H. Hatta. Cooperative control of distribution system with customer equipments to reduce reverse power flow from distributed generation // Proceedings of IEEE Power&Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-6.
16. Economic viability of a simple small hydro power energy device [Электронный ресурс] / DTI Technology Programme: New and Renewable Energy, which is managed by AEAT Energy&Environment. – 2007. – 73 p. Режим доступа: <http://www.microhydropower.net/download/manuals.html>
17. Kim A. Operating characteristic analysis of hts smes for frequency stabilization of dispersed power generation system / A. Kim, H. Seo, M. Park // IEEE Transmitting On Applied Superconductivity. – 2010. – Vol. 20. - №3 – P. 1334-1338.
18. Dimitri Kececioglu, Reliability Engineering Handbook Vol I, PTR Prentice Hall, New Jersey, 1991, pp 261.
19. Robert B. Abernethy, The New Weibull Handbook, Reliability Analysis Centre, New York, 1996, pp 8-12.
20. R. F. Drenick, The Failure Law of Complex Equipment, The Journal of the Society for Industrial Applications of Mathematics, December 1960, Vol 8, No. 4, pp 680-689.
21. Михайлов В.В. Режимы коммунально-бытового электропотребления / В. В. Михайлов, М. В. Тарнижевский, В. Ф. Тимченко. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 288 с.
22. Веников В. А. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов электрических сетей. – М.: Высшая школа, 1973. — 320 с.
23. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1975. – 464 с.
24. Рюдeнберг Р. Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок. – М.: Энергия, 1980. – 578 с.
25. Фокин Ю. А. Методы расчета интегральных характеристик режимов систем электроснабжения при определении расчетных нагрузок. – М.: МЭИ, 1980. – 86 с.
26. Маркушевич Н. С. Качество напряжения в городских электрических сетях / Н. С. Маркушевич, Л. А. Солдаткина. – М.: Энергия, 1975. – 256 с.
27. Рациональное использование электрической энергии в распределительных сетях // Электродистрибуций. –1995. – 23. – №1. – С. 56-71.
28. Hall R. A. Reliability of non-exponential redundant systems. Proc. of the 1966 Annual Symposium on Reliability, San Francisco, 1966.



29. Dimitri Kececioglu, Reliability Engineering Handbook Vol II, PRT Prentice Hall, New Jersey, 1991, pp 341-349.
30. Зорин В. В. Многоцелевая оптимизация динамики распределительных электрических сетей / Л. Д. Третьякова, Ходдат Бассам // Энергетика и электрификация. – 1991. – №3. – С. 20-24.
31. Зорин В. В. Моделювання та оптимізація параметрів та режимів систем електропостачання міст // II Наукові вісті НТТУ (КІП). – 1998. – №2. – С. 18-24.
32. Зорин В. В. Програмно-вычислительный комплекс моделирования и оптимизации режимов сис-электрообеспечения / В. В. Зорин, А. З. Крушельницкий, А. С. Белов, А. А. Журавлев // Материалы международной конференции: Проектирование электрических систем. – Лейпциг, 1989. – С. 64-71.
33. Шефтель З. Г. Теорія ймовірностей [Текст]: Монографія. – Київ: Наукова думка, 1994. – 274 с.
34. Кузнецов В. Г. Вопросы повышения качества энергии в сетях. – Київ.: Наукова думка, 1972. – 239-247 с.
35. Буслакова Н. В. Электрические сети и системы / Н. В. Буслакова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач. – Київ: Вища школа, 1986. – 584 с.
36. Руденко Ю. Н. Надежность систем энергетики [Текст] / Ю. Н. Руденко, И. А. Ушаков. – М.: Наука, 1986. – 252 с.
37. Милях А. Н. Схемы симметрирования однофазной нагрузки в трехфазных цепях / А. Н. Милях, А. К. Шилдовский, В. Г. Кузнецов. – Київ: Наукова думка, 1973. – 219 с.
38. Review of adequacy standards for generation and transmission planning / Report №37-97 (AG) 02 (E) Final. – CIGRE, Study Committee 37, November, 1992. – 75 p.
39. Sun Y. Visualizations for power system contingency analysis data // IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 4, 2004, pp. 1859-1866.
40. Overbye J. Interactive 2D visualization of power system information // Power syst. Components and syst, Vol. 31, No. 12, 2003, pp. 1205-1215.
41. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commision 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.
42. Bhatti T. S. Small Hydro Power Systems / T. S. Bhatti, R. C. Bansal, D. P. Kothari. – New York: Dhanpat Rai & Sons, 2004. – 446 p.

43. Жежеленко И. Г. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 5-е изд., перераб. и доп. [Текст] / И. Г. Жежеленко. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 375 с.
44. The Energy Conservation pofeutial Of Power manugement For Fax Machines/Newsham Gug R., Tiller Dale K.//Energy And Ruild,1995.23,№2.~с.121-130.
45. A Changing Electric Power Industry //Scienge -1996.-271 ,№5247.-с. 273.
46. Prechi transformator kot naprava za hitzo regulahijo prefokov moci VEEC / Mihalic Rafael, Znki Peter II Elektrotehu. Vestn. – 1995, – 62, №2. – P. 91-96.
47. Optimal phasse angles of booster transformers II IEEE. PROC. General., Transmiss. And Distib. – 1995, 142, №2. – 185-189.
48. Говоров Ф. П. Анализ функции напряжения в системах электроснабжения городов / Ф. П. Говоров К. П. Власов // Изв. Вузов Электромеханика. – 1996. – №6. – С. 21-23.
49. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышениекачества енергии. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
50. Надежность систем энергетики. Терминология. Сб. рекомендуемых терминов. Вып. 95. [Текст] / Отв. Редактор чл.-корр. АН СССР Ю. Н. Руденко. – М.: Наука, 1980. – 44 с.
51. Power Flow Control By Use Of Controllable Series Components I Nowozian M., Anderson G/ /AEEE Trans. Power Deliv.-1993.-8, №3, – P. 1420-1427.
52. Ootimaler Finzats Vollerecerbarer Netzkuppelfraus - formati-/Energies Tagesfragen. – 1992. – 42, №4. – P. 238-243
- 53.Говоров Ф. П. Анализ функции напряжения в системах электроснабжения городов / Ф. П. Говоров, К. П. Власов // Изв. ВУЗов. Электромеханика. – 1996. – №6. – С. 21-23.
54. Баркан Я. Д Автоматизация регулирования напряжения в распределительных сетях. – М.: Энергия, IV - 1971. – 232 с.
55. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хазяйства: В 5 кн. [Текс]: Практ. пособие / Под ред. В. А. Веникова. Кн. 3. Надежность и эффективность сетей электрической системы / Ю. А. Фокин. – М.: Высш. шк., 1989. – 151 с. ISBN 5-06-000455-4
56. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем [Текст] / В. П. Обоскалов. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002. – 210 с. ISBN 5-321-00256-8
57. Структурная надежность электроэнергетических систем [Текст]: Учеб. пособие / В. П. Обоскалов. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – 194 с. ISBN 978-5-321-02195-8

58. Манов Н. А. Смысловое поле понятия надежности в энергетике и его отображение на терминологическом пространстве // Методические вопросы исследования больших систем энергетики. Вып. 54. г. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 7-27.

59. Железко Ю.С. Определение мощности и мест установки средств местного регулирования напряжения. / Электрические станции. – 1972. – №11. – С. 34-36.

60. Патент 2139563 России. Стабилизатор переменного напряжения / Ф. П. Говоров–БИ №28, 1999, – 3 с.

61. Зорин В. В. Выбор сетевых средств Регулирования напряжения в распределительных сетях при вероятностном задании нагрузок / В. В. Зорин, А. Г. Крушельницкий, П. Я. Эжель. – Київ: И ЭД АН Украины. – 1974. – С. 91-93.

62. Говоров Ф. П. Классификация вольтодобавочных трансформаторов с тиристорным управлением / Коммунальное хозяйство городов: Респ.минвед научно-техн. сб Вып.8. – Київ: Техника. – 1992. – С.101-104.

63. Говоров Ф. П. особенности работы вольтодобавочного трансформатора с тиристорным ключом на первичной стороне // Вестник ХПИ. – 1978. – №12. – С.18-21.

64. Патент Украины № 18437. Стабілізатор змінної напруги / Говоров П. П., Папко М. А.: БИ №6. – 1997. – 22 с.

65. Демирчян К. С. Реактивная или обменная мощность // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1984. – № 2. – С. 72-81.

66. Жежеленко И. В. Реактивная мощность в задачах электроэнергетики / И. В. Жежеленко, Ю. Л. Саенко // Электричество. – 1987. – № 2. – С. 7-12.

67. Кадомский Д. Е. Активная и реактивная мощности - характеристики средних значений работы и энергии периодического электромагнитного поля в элементах нелинейных цепей // Электричество. – 1987. – № 7. – С. 39-43.

68. International Electrotechnical Commision-Tehnickal Committe: Report: Reactive power and distortion power / WG-7. – 1979. – №25.

69. IEEE standard dictionary of electrical and electronic terms. ANSI/IEEE Std. 100.- New York. – 1992. – P. 373-758, 996.

70. Bueanu C.J. Puissances reactives et fictives // RGE. – 1928. T. – P. 762-773.

71. Fryze S. Wirk-, Blind-,und Scheinleistung in Electriscen Stromkreisen mit nichtsinusformigem Verlauf von Strom und Spannung // ETZ. – 1932. –Bd. 53. – P. 596-599, 627-629, 700-702.

72. Жарков Ф.П. Об одном способе определения реактивной мощности // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1984. – № 2. – С. 66-72.

73. Кириленко О. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації [Текст] / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3-7. – ISSN 1727-9895
74. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах [Текст] / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. 2011. – №1. – С. 46-53.
75. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук [Текст] // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011. – С. 48-55. – ISSN 1727-9895.
76. Денисюк С. П. Оцінка ефективності сумісної роботи розосереджених джерел генерації електроенергії, включаючи відновлювальні, в електроенергетичних системах [Текст] / С. П. Денисюк, Т. М. Базюк, Д. Г. Дерев'янка // Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. Випуск 3 (80) – 2013. – С. 54-59.
77. Биддинтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем [Текст]: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с. ISBN 5-283-02433-4
78. Надежность электроэнергетических систем [Текст]. Справочник / Под ред. М. Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.
79. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы [Текст]: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.
80. Электрические системы. Кибернетика электрических систем. Под ред. Веникова В. А. Учеб. пособие для электроэнерг. вузов. М., «Высшая школа», 1974. – 328 с.
81. Астахов Ю. Н. Применение критериального метода в электроэнергетике [Текст] / Ю. Н. Астахов, П. Д. Лежнюк. – Киев: УМК ВО, 1989. – 140 с.
82. Майн Х. Марковские процессы принятия решений [Текст] / Майн Х., Осаки С. – М.: Наука, 1977. – 176 с.
83. Титов Н. Н. Оценка качества функционирования АСДУ с использованием марковских процессов и критериального моделирования [Текст] / Н. Н. Титов, Н. М. Черемисин // Вісник Кременчуцького політехн. ун-ту. – 2006. – №4. – С. 147-149.

84. Комар В. О. Узагальнена техніко-економічна оцінка ефективності реконструкції розподільчих електричних мереж [Текст] / В. О. Комар, А. Л. Поліщук // Вісник Львівського національного технічного університету. – №666. – 2010. – С. 47-52.
85. Мокін Б. І. Математичні моделі робастної стійкості та чутливості нелінійних систем [Текст]. Монографія – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 1999. – 122 с.
86. Фокин Ю. А. Оценка надежности систем электроснабжения [Текст] / Ю. А. Фокин, В. А. Туфанов. – М.: Энергоиздат. 1981. – 224 с.
87. Волков Г. А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем [Текст]. – М.: Наука, 1986. – 117 с.
88. Чукреев Ю. Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем [Текст]. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. – 176 с.
89. Кузьмін І. В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем [Текст] // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – №1 (2). – 1994. – С. 5-9.
90. Основы моделирования сложных систем [Текст] / Под ред. И. В. Кузьмина. – Київ: Вища школа, 1981. – 360 с.
91. Ушаков И. А. Надежность: прошлое, настоящее, будущее (Обзор) // Методы менеджмента качества. – №5. – 2001. – С. 21-25.
92. Надежность технических систем: учебное пособие для вузов технических специальностей [Текст] / Под общ. ред. Е. В. Сугака и Н. В. Василенко. – Красноярск: НИИ СУВПТ, 2001. – 608 с.
93. Воротницкий В. Э. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях: результаты, проблемы, пути решения [Текст] / В. Э. Воротницкий // Энергоэксперт. – 2007. – №3. – С. 10-18.

*Наукове видання*

ГОВОРОВ Пилип Парамонович

ХАРЧЕНКО Віктор Федорович

ГОВОРОВ Владлен Пилипович

***АВТОМАТИЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ  
РЕЖИМАМИ МІСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ  
МЕРЕЖ***

***МОНОГРАФІЯ***

Відповідальний за випуск *О. М. Ляшенко*

Редактор *О. В. Михаленко*

Комп'ютерне верстання *Є. Г. Панова*

Дизайн обкладинки *Т. А. Лазуренко*

Підп до друку 12.05.2014 р.

Друк на ризографі

Тираж 300 пр.

Формат 60x84/16

Ум. друк арк. 10,4

Зам. №

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова,  
вул. Революції, 12, Харків, 61002

Електронна адреса: [rectorat@kname.edu.ua](mailto:rectorat@kname.edu.ua)

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 4705 від 28.03.2014